

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2018

Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice				
Produits	3 156	3 195	9 775	9 832
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	928	612	2 447	2 136
par action ordinaire – de base	1,02 \$	0,70 \$	2,72 \$	2,46 \$
– dilué	1,02 \$	0,70 \$	2,72 \$	2,45 \$
BAlIA comparable ¹	2 056	1 667	6 110	5 474
Résultat comparable ¹	902	614	2 534	1 971
par action ordinaire ¹	1,00 \$	0,70 \$	2,82 \$	2,27 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 299	1 185	4 516	3 840
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 571	1 316	4 641	4 191
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	1 413	1 170	4 158	3 691
par action ordinaire ¹	1,56 \$	1,34 \$	4,63 \$	4,24 \$
Dépenses d'investissement ²	2 798	2 543	7 491	6 658
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,69 \$	0,625 \$	2,07 \$	1,875 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	906	873	898	870
– émises et en circulation à la fin de la période	914	874	914	874

1 Le BAlIA 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 2018

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, 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 2018, 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 2017, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2017. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2017. 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 :

- les changements prévus touchant notre entreprise;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- la croissance prévue du dividende;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement et ceux qui sont en attente de permis;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et leurs résultats prévus, y compris l'incidence prévue des mesures de la FERC de 2018;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les répercussions prévues de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

Hypothèses

- la poursuite de la réduction progressive de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les taux d'inflation et le prix des produits de base;
- la nature et la portée des activités de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence, notamment celles liées aux mesures de la FERC de 2018;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change, y compris les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence, notamment celles liées aux mesures de la FERC de 2018;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- l'évolution du contexte réglementaire;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change, y compris les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs énoncés dans le présent rapport de gestion et d'autres documents d'information, le lecteur est prié de consulter les 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 2017.

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 TransCanada 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 :

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

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

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de 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 et des ajustements d'impôts sur le bénéficiaire et des modifications apportées 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 d'immobilisations corporelles, de l'écart d'acquisition, d'investissements et d'autres d'actifs, y compris certains coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel
BAlI comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

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 et la participation sans contrôle, 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.

BAlI comparable et BAlIA comparable

Le BAlI comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Nous utilisons le BAlI comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Le BAlIA comparable est calculé de la même manière que le BAlI comparable, sauf qu'il exclut les charges d'amortissement hors trésorerie. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un rapprochement avec le bénéfice sectoriel.

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées 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 attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs au Canada sont prises en compte dans leur base tarifaire, de laquelle nous tirons un rendement réglementé, et nous les recouvrons par la suite à même les droits futurs. Les dépenses d'investissement de maintien relatives à nos gazoducs aux États-Unis peuvent être recouvrées à même les droits aux termes du règlement tarifaire actuellement en vigueur, ou à même les droits qui seront fixés dans le cadre d'instances tarifaires ou de règlements futurs. Enfin, le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien relatives à nos pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés, en 2018, tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables. Les chiffres correspondants ont été ajustés en conséquence.

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Résultats consolidés – troisième trimestre de 2018

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Gazoducs – Canada	267	316	800	903
Gazoducs – États-Unis	545	337	1 734	1 299
Gazoducs – Mexique	127	95	382	333
Pipelines de liquides	316	203	1 047	681
Énergie	223	237	464	1 080
Siège social	(68)	(29)	(77)	(102)
Total du bénéfice sectoriel	1 410	1 159	4 350	4 194
Intérêts débiteurs	(577)	(504)	(1 662)	(1 528)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	147	145	365	367
Intérêts créditeurs et autres	168	84	139	193
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 148	884	3 192	3 226
Charge d'impôts	(120)	(188)	(394)	(781)
Bénéfice net	1 028	696	2 798	2 445
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(44)	(229)	(189)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	969	652	2 569	2 256
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)	(122)	(120)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	928	612	2 447	2 136
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,02 \$	0,70 \$	2,72 \$	2,46 \$
– dilué	1,02 \$	0,70 \$	2,72 \$	2,45 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 316 millions de dollars et de 311 millions de dollars (0,32 \$ et 0,26 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017. Le bénéfice net par action ordinaire pour 2018 tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

Le bénéfice net des deux périodes 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 2018 comprennent les éléments suivants :

- un bénéfice de 8 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 et de 3 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis et correspondant essentiellement au revenu comptabilisé sur la vente de nos contrats de détail au premier trimestre et aux produits tirés des contrats résiduels. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable du secteur de l'énergie à compter du 1^{er} janvier 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats devrait s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de l'exercice 2020.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Les résultats de 2017 comprenaient les éléments suivants :

- une perte de 12 millions de dollars, après les impôts, et un gain de 243 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 se rapportant à la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette opération comprenait un gain de 440 millions de dollars, après les impôts, à la vente de TC Hydro, d'une perte supplémentaire de 183 millions de dollars, après les impôts, comptabilisée sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, de coûts de cession de 14 millions de dollars après les impôts et des ajustements liés aux impôts sur le bénéfice;
- une charge de 30 millions de dollars pour le troisième trimestre et de 69 millions de dollars pour les neuf premiers mois, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 8 millions de dollars pour le troisième trimestre et de 19 millions de dollars pour les neuf premiers mois, après les impôts, au titre du maintien des actifs de Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet en 2017. En 2018, les charges de Keystone XL sont capitalisées;
- un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars au premier trimestre se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers d'actifs du projet Keystone XL.

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

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	928	612	2 447	2 136
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(8)	—	(3)	—
Perte nette (gain net) sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	12	—	(243)
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	30	—	69
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	8	—	19
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	—	(7)
Activités de gestion des risques ¹	(18)	(48)	90	(3)
Résultat comparable	902	614	2 534	1 971
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,02 \$	0,70 \$	2,72 \$	2,46 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(0,01)	—	—	—
Perte nette (gain net) sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	0,01	—	(0,28)
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	0,03	—	0,08
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,01	—	0,02
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	(0,01)	(0,05)	0,10	—
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	0,70 \$	2,82 \$	2,27 \$

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

1	Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2018	2017	2018	2017
	Installations énergétiques au Canada	—	1	3	5
	Installations énergétiques aux États-Unis	31	59	(31)	(97)
	Commercialisation des liquides	(65)	(19)	(10)	(15)
	Stockage de gaz naturel	—	4	(6)	5
	Taux d'intérêt	—	(1)	—	(1)
	Change	60	33	(79)	89
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(8)	(29)	33	17
	Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	18	48	(90)	3

Le résultat comparable a augmenté de 288 millions de dollars (0,30 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 comparativement à celui de la même période en 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à l'abaissement des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les produits plus élevés tirés des activités que nous menons au Mexique par suite de changements dans le moment de la constatation des produits d'exploitation;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés.

Le résultat comparable a augmenté de 563 millions de dollars (0,55 \$ par action ordinaire) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 comparativement à celui de la même période en 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à l'abaissement des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les produits plus élevés tirés des activités que nous menons au Mexique par suite de changements dans le moment de la constatation des produits d'exploitation;
- la hausse du résultat des installations énergétiques de l'Ouest sous l'effet des marges plus élevées réalisées sur des volumes d'électricité accrus;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017, ainsi que de l'exclusion, en 2018, des résultats des activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis aux fins du calcul des résultats comparables;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés, facteurs en partie compensés par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation et les résultats moins élevés tirés des activités de passation de contrats;
- la réduction du résultat des installations énergétiques de l'Est, qui s'explique surtout par la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario, en décembre 2017.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

Mesures de la FERC de 2018

CONTEXTE

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

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

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

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

L'énoncé de politique révisé modifie la politique de longue date de la FERC autorisant l'inclusion de certains soldes d'impôts dans les tarifs que doivent pratiquer les pipelines assujettis à une réglementation fondée sur le coût de service détenus par l'intermédiaire d'une société en commandite cotée en bourse. L'énoncé de politique révisé laisse présumer que les entités dont les bénéfices ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service. Le 18 juillet 2018, la FERC a rejeté les demandes de nouvelle audience et a fourni des éclaircissements sur l'énoncé de politique révisé. Dans cette ordonnance, la FERC a souligné qu'il n'est pas systématiquement interdit à une société en commandite cotée en bourse de faire valoir lors d'une future instance tarifaire, preuves à l'appui, qu'elle a le droit de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs liés au coût du service. En outre, la FERC a donné des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines détenus par des sociétés en commandite cotée en bourse et d'autres entités intermédiaires. La FERC a décrété que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Par conséquent, l'énoncé de politique révisé interdit également la constatation et l'amortissement subséquent de tout actif ou passif réglementaire qui aurait auparavant influé sur les tarifs facturés aux clients sous forme de remboursement ou de recouvrement d'actifs ou de passifs d'impôts reportés excédentaires ou déficitaires.

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

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

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

Avis d'enquête sur les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis sur les tarifs régis par la FERC

Dans son avis d'enquête, la FERC a recueilli des commentaires sur les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis afin de déterminer quelles sont les mesures qu'elle doit encore prendre, le cas échéant, relativement aux soldes cumulés d'impôts reportés qui ont été réservés en prévision de leur paiement à l'Internal Revenue Service ou de leur remboursement par celui-ci, mais qui ne correspondent plus exactement aux passifs ou aux actifs d'impôts futurs. L'avis d'enquête a aussi recueilli des commentaires sur l'élimination de l'amortissement des primes imposée aux gazoducs réglementés ainsi que sur d'autres effets de la réforme fiscale aux États-Unis sur les tarifs ou les bénéficiaires réglementés.

Comme il a été indiqué plus haut, l'ordonnance de la FERC sur la nouvelle audience de l'énoncé de politique révisé a fourni des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines structurés sous forme de société en commandite cotée en bourse, décrétant que si la possibilité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée du calcul des tarifs liés au coût du service, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés entrant dans le calcul de la base tarifaire.

INCIDENCE DES MESURES DE LA FERC DE 2018 SUR TRANSCANADA

Les gazoducs que nous détenons aux États-Unis n'ont pas tous la même structure organisationnelle sur le plan de la propriété. Nous ne prévoyons pas que l'énoncé de politique révisé aura une incidence significative sur les bénéficiaires et les flux de trésorerie que nous tirons des gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf. En effet, une part considérable de l'ensemble des produits d'exploitation de ces gazoducs sont dégagés en fonction de tarifs sans recours. En vertu des règlements en vigueur, Columbia Gas est

tenue d'ajuster certains de ses tarifs avec recours pour qu'ils tiennent compte de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis entrée en vigueur le 22 décembre 2017, le changement de taux devant être appliqué à compter du 1^{er} janvier 2018. Comme ANR, Columbia Gas, Columbia Gulf et d'autres actifs réglementés détenus en propriété exclusive seront un jour assujettis à de nouvelles instances tarifaires, il est possible que les tarifs futurs soient modifiés de manière prospective par suite de la réforme fiscale aux États-Unis; il est cependant probable que l'effet de cette dernière serait en grande partie atténué par la réduction du taux d'imposition des sociétés. Par conséquent, nous prévoyons que les répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur les bénéfices et les flux de trésorerie des gazoducs que nous détenons aux États-Unis autrement que par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP seront limitées par rapport aux résultats d'avant la réforme fiscale.

Voici un état des choses après le 30 septembre 2018 en ce qui concerne les documents à produire autrement que par TC PipeLines, LP en réponse à la règle définitive :

- Le pipeline Millennium a produit son Formulaire 501-G le 11 octobre 2018.
- ANR, ANR Storage, Columbia Gas, Columbia Gulf et Crossroads devraient produire leur Formulaire 501-G respectif le 6 décembre 2018, à moins que de nouveaux règlements tarifaires soient déposés sans faire l'objet de contestations.
- Hardy Storage et Blue Lake Storage ont conclu des règlements tarifaires de principe. Nous prévoyons soumettre ces règlements tarifaires à la FERC au quatrième trimestre de 2018. Comme l'indique la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 », les gazoducs et les entreprises de stockage qui déposent un règlement tarifaire non contesté sont exemptés de l'obligation de produire un Formulaire 501-G.

Par ailleurs, l'énoncé de politique révisé interdit aux pipelines de liquides détenus par l'intermédiaire de sociétés en commandite cotées en bourse de recouvrer une portion de leur charge d'impôts au moyen des tarifs. Nous ne pensons pas que cette mesure aura une incidence sur nos pipelines de liquides aux États-Unis, car ils ne sont pas structurés sous forme de sociétés en commandite cotées en bourse.

Financement

En mars 2018, par suite des mesures de la FERC de 2018 initialement proposées, nous avons considéré que de nouvelles cessions d'actifs à TC PipeLines, LP ne constitueraient plus un moyen de financement viable. En outre, nous avons cessé d'utiliser le programme d'émission au cours du marché de TC PipeLines, LP. Par suite de la publication, le 18 juillet 2018, des mesures de la FERC de 2018, il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir et, le cas échéant, à quel moment ils le redeviendront. Nous croyons néanmoins que les flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de nos activités d'exploitation, l'accès aux marchés des capitaux que nous confèrent notamment notre programme d'émission au cours du marché et notre RRD, la gestion de notre portefeuille, les fonds en caisse et nos importantes facilités de crédit confirmées nous procurent la capacité financière nécessaire au financement de notre programme d'investissement actuel.

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

Le 16 octobre 2018, GTN a déposé auprès de la FERC le règlement non contesté qu'elle a conclu avec ses clients afin que les changements proposés dans les mesures de la FERC de 2018 soient pris en compte au moyen d'une modification du règlement de 2015 en vigueur jusque-là (le « règlement de GTN de 2018 »). Les modalités de ce règlement précisent entre autres que GTN a convenu i) de rembourser une somme de 10 millions de dollars US à ses clients assujettis à des tarifs fermes en 2018; ii) de réduire de 10 % ses tarifs de réservation d'utilisation du réseau actuels à compter du 1^{er} janvier 2019; et iii) d'accorder une réduction supplémentaire de 6,6 % pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2021. En outre, GTN et ses clients ont convenu d'un moratoire sur tout nouveau changement de tarifs d'ici le 1^{er} janvier 2022. Le règlement non contesté, sous réserve de l'approbation de la FERC, exemptera GTN de l'obligation de produire un Formulaire 501-G.

Voici un état des choses après le 30 septembre 2018 en ce qui concerne les autres documents que TC PipeLines, LP doit produire en réponse à la règle définitive :

- PNGTS a déposé son Formulaire 501-G auprès de la FERC accompagné d'une déclaration expliquant pourquoi il n'était pas nécessaire de modifier ses tarifs.
- North Baja a choisi de présenter un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la NGA et de réduire ses tarifs avec recours d'environ 11 %, soit la réduction du coût des services prévue dans le Formulaire 501-G de la FERC.
- Iroquois a demandé une dispense de l'obligation de produire un Formulaire 501-G, invoquant le moratoire actuellement en vigueur qui interdit tout changement de tarif jusqu'en septembre 2020.
- Bison doit déposer sa réponse au plus tard le 8 novembre 2018, et Northern Border, Great Lakes et Tuscarora devraient déposer leur réponse au plus tard le 6 décembre 2018.

Après le règlement de GTN de 2018, l'incidence défavorable des mesures de la FERC de 2018 sur les bénéfices, les flux de trésorerie et la situation financière de TC PipeLines, LP est moins considérable que prévu au début. Bien qu'il subsiste nombre d'incertitudes quant aux diverses issues possibles des questions découlant de ces mesures, nous prévoyons que celles-ci auront peu de nouvelles répercussions pour TC PipeLines, LP en 2018; elles pourraient cependant s'avérer plus marquées au cours des périodes à venir. En revanche, environ la moitié des produits d'exploitation de TC PipeLines, LP, y compris la quote-part des produits qu'elle tire des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, sont dégagés aux termes de tarifs sans recours, ce qui devrait les prémunir des répercussions des mesures de la FERC de 2018. De plus, comme notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffre approximativement à 25 %, l'effet des mesures de la FERC de 2018 qui se rattache à TC PipeLines, LP ne devrait pas être important en regard des bénéfices ou des flux de trésorerie consolidés de TransCanada.

À l'heure actuelle, les gazoducs détenus par TC PipeLines, LP ne sont pas tenus de déposer de nouvelles demandes de nouveaux tarifs avant 2022; toutefois, cette échéance pourrait être devancée en raison de la règle définitive, sauf pour les gazoducs qui sont protégés par un moratoire. Comme il a été indiqué plus haut, la modification apportée à la règle définitive pour permettre aux sociétés en commandite cotées en bourse de retirer leurs cumuls d'impôts reportés en passif de leur base tarifaire, augmentant généralement celle-ci, devrait compenser encore la perte de la possibilité de recouvrer leur charge d'impôts à même les tarifs liés au coût du service.

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

Considérations sur la dépréciation

Nous passons en revue les immobilisations corporelles et les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable.

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus souvent si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il s'est déprécié, ce que nous pouvons déterminer dans un premier temps en fonction de facteurs qualitatifs. Si nous concluons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, nous ne procédons pas au test de dépréciation.

Nous continuons de surveiller les événements qui font suite à la règle définitive sur les mesures de la FERC de 2018. Nous intégrerons les résultats observés jusqu'à maintenant, les divers rapports déposés par chacun des pipelines ainsi que les réponses de la FERC aux autres acteurs de l'industrie dans nos tests de dépréciation du goodwill annuels de même que dans les examens ordinaires de nos immobilisations corporelles et l'examen de la recouvrabilité de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Au 30 septembre 2018, l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes et à Tuscarora se chiffrait à 573 millions de dollars US et à 82 millions de dollars US, respectivement (573 millions de dollars US et 82 millions de dollars US, respectivement, au 31 décembre 2017). Au 31 décembre 2017, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. Il y a un risque que l'écart d'acquisition de ces deux actifs subisse l'incidence défavorable des développements à venir en ce qui concerne la FERC, lorsqu'ils seront définitifs, ou d'autres changements dans l'estimation des justes valeurs par la direction qui entraîneraient une dépréciation de l'écart d'acquisition.

Réforme fiscale aux États-Unis

Conformément à la réforme fiscale adoptée aux États-Unis, nous avons comptabilisé des passifs réglementaires nets et une réduction correspondante du montant net des passifs d'impôts reportés de 1 686 millions de dollars au 31 décembre 2017 relativement à nos gazoducs aux États-Unis assujettis aux normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR »). Les montants comptabilisés afin d'ajuster les impôts demeurent provisoires, car notre interprétation, notre évaluation et notre mode de présentation de l'effet de la réforme fiscale aux États-Unis pourraient être clarifiés à mesure que des directives complémentaires seront fournies par les autorités fiscales. Si de telles directives complémentaires devaient effectivement être fournies par ces autorités au cours de la période d'évaluation de un an consentie par la SEC, nous réétudierons ces montants provisoires et les ajusterons au besoin.

Depuis le 1^{er} janvier 2018, nous amortissons les passifs réglementaires nets selon la méthode inversée de la Géorgie du Sud. Selon cette méthode, les entités à tarifs réglementés déterminent l'amortissement en fonction de leurs taux d'amortissement composés et entament immédiatement sa comptabilisation. Un amortissement de 12 millions de dollars et de 36 millions de dollars des passifs réglementaires nets a été comptabilisé dans les produits du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement. Nos passifs réglementaires nets pourraient faire l'objet d'ajustements prospectifs une fois que l'incidence définitive des mesures de la FERC de 2018 sera connue.

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

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de tous nos secteurs d'activité sont également comprises dans le tableau des projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien de nos 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 pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions météorologiques, des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires, entre autres facteurs. Les montants figurant dans les tableaux ci-après ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Projets garantis

(non audité – en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2018
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2018-2021	0,2	0,1
Réseau de NGTL	2018	0,6	0,5
	2019	2,8	0,8
	2020	1,7	0,1
	2021	2,5	—
	2022	1,5	—
Coastal GasLink ^{2,3}	2023	6,2	0,5
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2018-2020	1,9	0,5
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Mountaineer XPress	2018	3,0 US	2,2 US
WB XPress	2018	0,9 US	0,8 US
Modernisation II	2018-2020	1,1 US	0,4 US
Buckeye XPress	2020	0,2 US	—
Columbia Gulf			
Gulf XPress	2018	0,6 US	0,5 US
Autres	2018-2020	0,3 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2018-2020	1,9 US	0,4 US
Gazoducs – Mexique			
Sur de Texas ⁴	2018	1,4 US	1,3 US
Villa de Reyes ⁴	2019	0,8 US	0,6 US
Tula ⁴	2020	0,7 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
White Spruce	2019	0,2	0,1
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2018-2020	0,1	—
Énergie			
Napanee	2019	1,6	1,4
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2018-2023	2,2	0,5
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2018-2020	0,8	0,2
		33,2	11,7
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		3,2	2,0
Total des projets garantis (en dollars CA)		36,4	13,7

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

3 La valeur comptable exclut la réduction comptabilisée par suite des choix posés au quatrième trimestre de 2018 par certains participants à la coentreprise avec LNG Canada de rembourser quelque 0,4 milliard de dollars des coûts préalables à l'aménagement conformément aux accords de projet. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

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

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

- 6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres montants liés aux installations du secteur Énergie.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,29 au 30 septembre 2018.

Projets en cours d'aménagement

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

(non audité – en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2018
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Pipelines de liquides		
Terminaux de Heartland et de TC ^{2,3}	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 ^{2,3}	0,7	—
Keystone XL ⁴	8,0 US	0,4 US
Terminal Hardisty ^{2,3,4}	0,3	0,1
Énergie		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	6,0	—
	17,8	0,6
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁶	2,3	0,1
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	20,1	0,7

- 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.
- 2 Les approbations réglementaires ont été obtenues.
- 3 Nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.
- 4 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.
- 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 1,29 au 30 septembre 2018.

Perspectives

Résultats comparables consolidés

Nous nous attendons à un solide rendement de tous nos secteurs d'activité au quatrième trimestre de 2018, à l'image des résultats obtenus pour les neuf premiers mois de l'exercice. Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard des résultats comparables de 2018 ont augmenté par rapport à celles énoncées dans le rapport annuel de 2017 en raison surtout de l'effet net des facteurs suivants :

- la progression des résultats découlant des ventes contractuelles supplémentaires du secteur des gazoducs aux États-Unis;
- la hausse des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone et les apports plus élevés des activités de commercialisation des liquides;
- l'accroissement des produits tirés des gazoducs au Mexique;
- l'avantage accru conféré par la réforme fiscale aux États-Unis et la meilleure compréhension des retombées de celle-ci;
- la vente de notre participation de 62 % dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne.

Les mesures de la FERC de 2018 ne devraient pas avoir une incidence importante sur notre bénéfice ou nos flux de trésorerie en 2018. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Dépenses d'investissement consolidées

Nous prévoyons d'affecter environ 10,5 milliards de dollars en 2018 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien et aux apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Cette augmentation par rapport au montant indiqué dans le rapport annuel de 2017 reflète principalement les dépenses supplémentaires nécessaires pour l'achèvement de la construction prévue dans le cadre de notre programme de projets garantis de 2018, de même que la capitalisation des coûts destinés à l'avancement de nos projets en cours d'aménagement.

Gazoducs – Canada

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Réseau de NGTL	302	256	884	722
Réseau principal au Canada	195	263	592	774
Autres ¹	25	25	85	79
BAIIA comparable	522	544	1 561	1 575
Amortissement	(255)	(228)	(761)	(672)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	267	316	800	903

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 bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 49 millions de dollars et de 103 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il est l'équivalent du BAII comparable.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon notre RCA approuvé, notre base d'investissement, notre ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus ou pertes 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 recouvrés presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	101	92	289	261
Réseau principal au Canada	40	49	121	149
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			9 419	8 210
Réseau principal au Canada			3 855	4 165

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 9 millions de dollars et de 28 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017. Cette progression s'explique par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux et a été contrebalancée en partie par la diminution des revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le 19 juin 2018, l'ONÉ a approuvé la demande de règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL pour 2018 et 2019 (le « règlement de 2018-2019 »). Ce règlement, en vigueur du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration, le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables ainsi qu'une augmentation des taux d'amortissement. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 9 millions de dollars et de 28 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison principalement des revenus incitatifs comptabilisés en 2017. Nous n'avons pas inscrit de revenus incitatifs en 2018 en attendant une décision de l'ONÉ sur l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. En raison de cette décision en attente, les résultats inscrits à ce jour par le réseau principal au Canada sont fondés sur les derniers chiffres approuvés, soit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 27 millions de dollars et de 89 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, principalement en raison des installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service et d'un accroissement des taux d'amortissement approuvés dans le règlement de 2018-2019.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Gazoducs – États-Unis

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

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Columbia Gas	204	125	637	446
ANR	111	86	370	301
TC PipeLines, LP ^{1,2,3}	30	28	102	87
Great Lakes ⁴	18	9	74	49
Midstream	42	27	101	70
Columbia Gulf	34	16	90	55
Autres gazoducs aux États-Unis ^{3,5}	19	14	50	64
Participations sans contrôle ⁶	89	80	304	266
BAIIA comparable	547	385	1 728	1 338
Amortissement	(130)	(116)	(380)	(340)
BAII comparable	417	269	1 348	998
Incidence du change	128	68	386	311
BAII comparable (en dollars CA)	545	337	1 734	1 309
Poste particulier :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	—	(10)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	545	337	1 734	1 299

- 1 Les résultats tiennent compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans GTN, Great Lakes, Iroquois, Northern Border, Bison, PNGTS, North Baja et Tuscarora, de même que les frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP.
- 2 TC PipeLines, LP émet périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui ont pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, alors qu'elle s'était chiffrée à 26,0 % pour la période correspondante de 2017. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, elle se situait à 25,5 %, alors qu'elle s'était située entre 26,5 % et 26,0 % pour la même période en 2017.
- 3 TC PipeLines, LP a acquis 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois et notre participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS le 1^{er} juin 2017.
- 4 Ces données représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.
- 5 Ces données comprennent les résultats de notre participation directe dans Crossroads, Iroquois et PNGTS (jusqu'au 1^{er} juin 2017 en ce qui concerne Iroquois et PNGTS) et 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.
- 6 Ces données représentent les résultats attribuables aux portions de TC PipeLines, LP, de PNGTS (jusqu'au 1^{er} juin 2017) et de CPPL (jusqu'au 17 février 2017) qui ne nous appartiennent pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 208 millions de dollars et de 435 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017.

Le bénéfice sectoriel de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 comprenait une charge de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant aux coûts d'intégration et d'acquisition associés à l'acquisition de Columbia. Ce montant a été exclu du calcul du BAII comparable. L'affaiblissement du dollar américain en 2018 a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2017, quoique le dollar US ait été plus solide au troisième trimestre de 2018 qu'au trimestre correspondant de 2017.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats de Columbia Gas et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 a augmenté de 162 millions de dollars US et de 390 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2017, 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, les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes, l'amélioration des prix des produits de base et l'augmentation des volumes de débit inscrits par Midstream;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés en 2017, en partie contrebalancée par une réduction de certains tarifs de Columbia Gas par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- le remboursement de 10 millions de dollars US versé par GTN à ses clients assujettis à des tarifs avec recours conformément au règlement de 2018 de GTN. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour obtenir plus de précisions à ce sujet.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 14 millions de dollars US et de 40 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, principalement en raison des nouveaux projets mis en service.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Gazoducs – Mexique

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

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Topolobampo	42	39	128	119
Tamazunchale	33	29	96	85
Mazatlán	19	16	58	49
Guadalajara	18	17	53	51
Sur de Texas ¹	4	3	14	14
Autres	—	(10)	4	(10)
BAIIA comparable	116	94	353	308
Amortissement	(19)	(18)	(56)	(54)
BAII comparable	97	76	297	254
Incidence du change	30	19	85	79
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	127	95	382	333

1 Ces données représentent notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 %.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 32 millions de dollars et de 49 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il est équivalent au BAII comparable. Le résultat des activités que nous menons au Mexique est soutenu par des contrats à long terme procurant des produits stables et principalement libellés en dollars US et il est tributaire des coûts relatifs à la prestation des services. L'affaiblissement du dollar américain au cours des neuf premiers mois de 2018 a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens comparativement aux mêmes périodes en 2017, quoique le dollar américain se soit redressé au troisième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 s'est accru de 22 millions de dollars US et de 45 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2017, par suite des facteurs suivants :

- l'accroissement des produits d'exploitation faisant suite aux changements apportés au moment de leur constatation;
- la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas au troisième trimestre de 2017.

AMORTISSEMENT

L'amortissement est resté à peu près constant pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Pipelines de liquides

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Réseau d'oléoducs Keystone	350	302	1 042	937
Pipelines en Alberta	46	4	122	4
Commercialisation des liquides et autres	71	(3)	147	6
BAIIA comparable	467	303	1 311	947
Amortissement	(86)	(71)	(254)	(228)
BAII comparable	381	232	1 057	719
Postes particuliers :				
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(10)	—	(23)
Activités de gestion des risques	(65)	(19)	(10)	(15)
Bénéfice sectoriel	316	203	1 047	681
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	96	63	278	175
Dollars US	218	135	605	416
Incidence du change	67	34	174	128
	381	232	1 057	719

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 113 millions de dollars et de 366 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il tient compte des postes particuliers suivants :

- charges avant les impôts au titre du maintien des actifs de Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en 2017 en attendant l'avancement du projet. En 2018, les charges de Keystone XL sont capitalisées;
- des pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le bénéfice du secteur Pipelines de liquides provient principalement de la capacité offerte aux expéditeurs en échange de paiements mensuels fixes n'ayant aucun lien avec les volumes de débit. La capacité non visée par des contrats du réseau d'oléoducs Keystone est aussi proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un bénéfice supplémentaire. Nos activités de commercialisation des liquides procurent aux clients divers services de commercialisation du pétrole brut comme le transport, le stockage et la fourniture de la matière première et sont principalement effectuées au moyen de l'achat et de la vente de pétrole brut.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 164 millions de dollars et de 364 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 par rapport aux mêmes périodes en 2017, en raison de l'effet net des éléments suivants :

- l'apport des pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, qui ont commencé leur exploitation au second semestre de 2017;
- l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

- la hausse des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'incidence du change sur le résultat équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 15 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison de la mise en service de nouvelles installations.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Énergie

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	37	24	108	77
Installations énergétiques de l'Est ¹	69	75	221	252
Bruce Power ¹	100	91	245	314
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US) ²	—	22	—	108
Incidence du change sur les installations énergétiques aux États-Unis	—	7	—	34
Installations de stockage de gaz naturel et autres	4	8	21	40
Expansion des affaires	(3)	(3)	(10)	(9)
BAIIA comparable	207	224	585	816
Amortissement	(27)	(39)	(92)	(118)
BAll comparable	180	185	493	698
Postes particuliers :				
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	12	—	5	—
(Perte nette) gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(12)	—	469
Activités de gestion des risques	31	64	(34)	(87)
Bénéfice sectoriel	223	237	464	1 080

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

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

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a diminué de 14 millions de dollars et de 616 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il tenait compte des postes particuliers suivants :

- un gain de 12 millions de dollars et de 5 millions de dollars, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Le montant pour la période écoulée depuis le début de l'exercice comprend un gain comptabilisé au premier trimestre de 2018 sur la vente de nos contrats de détail. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable du secteur de l'énergie à compter du 1^{er} janvier 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Il est prévu que notre portefeuille de contrats continuera de s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de l'exercice 2020;
- une perte nette de 12 millions de dollars et un gain net de 469 millions de dollars, avant les impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 découlant de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les gains et 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 et qui sont indiqués dans le tableau ci-après.

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Installations énergétiques au Canada	—	1	3	5
Installations énergétiques aux États-Unis	31	59	(31)	(97)
Stockage de gaz naturel et autres	—	4	(6)	5
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	31	64	(34)	(87)

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a diminué de 17 millions de dollars et de 231 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis par suite essentiellement de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- la baisse du résultat inscrit par Bruce Power depuis le début de l'exercice, par suite essentiellement de la diminution des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation et du résultat inférieur des activités de passation de contrats. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la réduction du résultat des installations énergétiques de l'Est, qui s'explique par la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario, en décembre 2017;
- la hausse du résultat des installations énergétiques de l'Ouest sous l'effet des marges plus élevées réalisées sur des volumes d'électricité accrus;
- la diminution du résultat des activités de stockage de gaz naturel, imputable principalement au rétrécissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 12 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, ce qui s'explique essentiellement par la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente au 30 juin 2018.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

BRUCE POWER

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

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits	397	383	1 153	1 212
Charges d'exploitation	(204)	(205)	(640)	(638)
Amortissement et autres	(93)	(87)	(268)	(260)
BAIIA comparable et BAIL comparable¹	100	91	245	314
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²	89 %	86 %	88 %	89 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	30	81	180	178
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	43	19	77	39
Volumes des ventes (en GWh) ¹	6 087	5 801	17 810	18 093
Prix de vente réalisé par MWh ³	67 \$	67 \$	67 \$	67 \$

1 Ces données représentent notre participation de 48,3 % (48,4 % en 2017) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

3 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés 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.

Les travaux à effectuer sur les réacteurs 1 et 4, qui avaient nécessité une période d'arrêt de l'exploitation, ont été achevés au premier semestre de 2018. Des travaux d'entretien prévus du réacteur 8 ont commencé en septembre 2018 et devraient être terminés au quatrième trimestre de 2018. Des travaux d'entretien prévus du réacteur 3 devraient commencer au quatrième trimestre de 2018 et se poursuivre jusqu'au début de 2019. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2018 devrait se situer dans le haut de la fourchette de 80 % à 90 %.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Siège social

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA comparable et BAII comparable	(8)	(4)	(25)	(20)
Postes particuliers :				
(Perte) gain de change – prêt intersociétés ¹	(60)	7	(52)	(1)
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(32)	—	(81)
Perte sectorielle	(68)	(29)	(77)	(102)

1 Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social.

La perte sectorielle du siège social a augmenté de 39 millions de dollars et diminué de 25 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017. Ces résultats comprenaient les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAII comparable :

- les pertes et les gains de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos et lié au projet Sur de Texas, qui représente notre quote-part du financement de la société liée. Des gains et des pertes de change correspondants sont comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés et compensent la totalité de ces montants;
- en 2017, les coûts liés à l'intégration de Columbia.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(142)	(130)	(407)	(356)
Libellés en dollars US	(335)	(314)	(981)	(954)
Incidence du change	(103)	(79)	(283)	(293)
	(580)	(523)	(1 671)	(1 603)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(30)	(29)	(80)	(74)
Intérêts capitalisés	33	49	89	150
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(577)	(503)	(1 662)	(1 527)
Poste particulier :				
Activités de gestion des risques	—	(1)	—	(1)
Intérêts débiteurs	(577)	(504)	(1 662)	(1 528)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 73 millions de dollars et de 134 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus;
- la diminution des intérêts capitalisés, principalement par suite de l'achèvement de Grand Rapids et de Northern Courier au deuxième semestre de 2017, en partie contrebalancée par la construction en cours de Napanee et la reprise de la capitalisation des coûts de Keystone XL en 2018;
- le remboursement final des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017, qui s'est traduit par une baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement de la dette;
- l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Libellée en dollars CA	27	44	68	149
Libellée en dollars US	91	81	230	168
Incidence du change	29	20	67	50
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	147	145	365	367

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 2 millions de dollars et diminué de 2 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, par rapport à celle des mêmes périodes de 2017.

Cette diminution de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout de notre décision, prise en octobre 2017, de renoncer au pipeline Énergie Est, ainsi que de l'achèvement de divers programmes d'expansion au premier trimestre de 2018.

La hausse de la provision libellée en dollars américains s'explique principalement par l'investissement supplémentaire et les taux de provisionnement plus élevés utilisés à l'égard des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, ainsi que par l'investissement continu dans des projets au Mexique, facteurs en partie contrebalancés par la mise en service commerciale de Leach Xpress et de l'accès à Cameron au premier trimestre de 2018.

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	48	58	166	103
Postes particuliers :				
Gain (perte) de change – prêt intersociétés	60	(7)	52	1
Activités de gestion des risques	60	33	(79)	89
Intérêts créditeurs et autres	168	84	139	193

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 84 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, comparativement à la même période en 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des intérêts créditeurs et un gain de change de 60 millions de dollars sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, comparativement à une perte de 7 millions de dollars en 2017. Des intérêts débiteurs et une perte de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Gazoducs – Mexique et Siège social, respectivement. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les gains non réalisés plus élevés découlant des activités de gestion des risques en 2018 par rapport à 2017. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- les pertes réalisées en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2017 des gains réalisés avaient été inscrits à ce chapitre;
- des revenus de 10 millions de dollars comptabilisés en 2017 à la résiliation du projet de TGPR et se rapportant au recouvrement de frais financiers.

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 54 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, comparativement à la même période en 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des intérêts créditeurs et un gain de change de 52 millions de dollars sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Des intérêts débiteurs et une perte de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Gazoducs – Mexique et Siège social, respectivement. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques en 2018, alors qu'en 2017 ces activités avaient dégagé des gains non réalisés. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- des revenus de 20 millions de dollars au titre du remboursement des coûts du projet Coastal Gaslink (« CGL ») en 2017;
- des revenus de 10 millions de dollars comptabilisés en 2017 à la résiliation du projet de TGPR et se rapportant au recouvrement de frais financiers.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(108)	(163)	(425)	(605)
Postes particuliers :				
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(4)	—	(2)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	2	—	22
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	2	—	4
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	—	(226)
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	—	7
Activités de gestion des risques	(8)	(29)	33	17
Charge d'impôts	(120)	(188)	(394)	(781)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 55 millions de dollars et de 180 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, ce qui découle principalement de la diminution des taux d'imposition faisant suite à la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada, facteurs en partie contrebalancés par une hausse du résultat comparable avant les impôts sur le bénéfice.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(44)	(229)	(189)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 15 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017, principalement en raison de la hausse des résultats de TC PipeLines, LP. La hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a été en partie contrebalancée par l'acquisition, en février 2017, des parts ordinaires résiduelles détenues dans le public et en circulation de CPPL.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)	(122)	(120)

Les dividendes sur les actions privilégiées sont restés à peu près constants pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 comparativement aux mêmes périodes en 2017.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Projet de gazoduc Coastal GasLink

Le 2 octobre 2018, nous avons annoncé que nous irons de l'avant avec la construction du projet de gazoduc CGL après l'annonce par les participants à la coentreprise avec LNG Canada d'une décision d'investissement finale positive concernant la construction de l'installation de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située à Kitimat, en Colombie-Britannique. Le gazoduc CGL assurera l'approvisionnement en gaz naturel de l'installation de LNG Canada et il est soutenu par des contrats de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada. Ce gazoduc d'une longueur de 670 km (420 milles) aura une capacité initiale d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j) qui pourrait être portée à 5,4 PJ/j (5,0 Gpi³/j). Nous avons obtenu tous les permis nécessaires pour aller de l'avant avec les travaux de construction qui devraient débuter en janvier 2019 en vue d'une mise en service en 2023. CGL a signé des ententes de projet et des ententes communautaires avec les 20 Premières Nations choisies le long du tracé du pipeline, confirmant un appui fort des communautés autochtones dans la province de Colombie-Britannique.

Le 30 juillet 2018, un particulier a demandé à l'ONÉ d'évaluer si le pipeline CGL devrait être assujéti à la réglementation fédérale de l'ONÉ. Le 22 octobre 2018, l'ONÉ a indiqué qu'elle se pencherait sur la question de la juridiction. Dans la même lettre, l'ONÉ a défini une procédure pour déterminer si la personne qui a soulevé la question a qualité pour ester en justice et pour établir la qualité pour ester en justice de toute autre partie intéressée. La procédure d'examen de la juridiction reste à définir, et les permis de construction demeurent valides.

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

Le coût en capital total tient compte des coûts préalables à l'aménagement d'environ 470 millions de dollars engagés à ce jour. Conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada, quatre parties à ce jour ont choisi de nous rembourser leur quote-part des coûts préalables à l'aménagement. Ce remboursement totalise 399 millions de dollars et les paiements sont exigibles au plus tard le 30 novembre 2018.

Réseau de NGTL

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022

Le 31 octobre 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022 pour répondre aux besoins de production liés à de nouvelles demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin à compter de novembre 2021 et d'avril 2022. Cette expansion de 1,5 milliard de dollars du réseau de NGTL comprend des nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 197 km (122 milles), trois postes de compression, des postes de comptage et des installations connexes. Les demandes d'approbation pour construire et exploiter les installations devraient être déposées auprès de l'ONÉ au deuxième trimestre de 2019 et, dans l'attente des approbations réglementaires, la construction pourrait commencer dès le troisième trimestre de 2020.

Demande concernant le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021

Le 20 juin 2018, nous avons présenté à l'ONÉ une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation du programme d'expansion de 2021. Le programme, dont le coût en capital est estimé à 2,3 milliards de dollars, se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 344 km (214 milles), de trois compresseurs et d'une vanne de réglage. L'expansion est nécessaire pour prendre en charge l'approvisionnement croissant dans la partie ouest du réseau

et pour livrer du gaz en réponse à la demande du marché qui augmente dans la partie est du réseau. La mise en service de l'expansion est prévue au premier semestre de 2021.

Approbation du projet North Montney

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

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

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

La première phase du projet devrait être mise en service d'ici le quatrième trimestre de 2019 et la deuxième phase, d'ici le deuxième trimestre de 2020.

Autres projets

Notre programme d'investissement de 2019 a été majoré d'environ 0,2 milliard de dollars relativement au projet Saddle West en raison principalement des coûts de construction plus élevés.

Le 9 avril 2018, nous avons annoncé la mise en service du projet de croisement de Sundre. Ce projet de pipeline de 100 millions de dollars ajoute quelque 245 TJ/j (228 Mpi³/j) à la capacité du réseau de NGTL à notre point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, assurant un meilleur raccordement avec les principaux marchés en aval de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et de la Californie.

Le 2 avril 2018, nous avons annoncé la mise en service du projet de gazoduc reliant la boucle du réseau principal du Nord-Ouest à Boundary Lake. Ce projet d'une valeur de 160 millions de dollars a permis d'ajouter de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 230 km (143 milles) et des postes de compression supplémentaires ainsi que d'accroître la capacité du réseau de NGTL d'environ 535 TJ/j (500 Mpi³/j).

Le 20 mars 2018, nous avons annoncé la conclusion fructueuse d'une invitation à soumissionner en vue d'un nouvel accroissement de la capacité du point de livraison des exportations Empress/McNeill, pour une entrée en service prévue en novembre 2021. Les soumissions visant l'offre de 300 TJ/j (280 Mpi³/j) ont dépassé les besoins, et la durée moyenne des contrats octroyés est d'environ 22 ans. Les installations et les capitaux requis aux fins de l'expansion sont estimés à environ 0,1 milliard de dollars.

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

Le 19 juin 2018, l'ONÉ a approuvé sans modification le règlement pour 2018-2019 portant sur les tarifs définitifs pour 2018. Aux termes du règlement pour 2018-2019, le RCA est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et le taux d'amortissement composé est porté de 3,18 % à 3,45 %. Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont établis à 225 millions de dollars pour 2018 et à 230 millions de dollars pour 2019, et un mécanisme de partage à parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel de ces coûts est prévu. Tous les autres coûts, y compris les charges de maintien de l'intégrité des gazoducs et les coûts liés aux émissions, sont traités comme des coûts transférables.

Réseau principal au Canada

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

Le 9 octobre 2018, nous avons clos l'audience par écrit portant sur l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020 en soumettant notre contre-preuve à l'ONÉ. Nous avons demandé qu'une décision soit rendue avant le 31 décembre 2018.

Projet d'expansion du poste de compression Maple

Le 27 avril 2018, nous avons obtenu l'approbation de l'ONÉ pour lancer la construction de ce projet d'agrandissement d'un poste de compression d'environ 110 millions de dollars. Les travaux se poursuivent comme prévu en vue de la mise en service qui doit avoir lieu le 1^{er} novembre 2019.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Nixon Ridge

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

Projet d'accès à Cameron

Le projet d'accès à Cameron, un projet de Columbia Gulf conçu pour assurer le transport d'environ 0,9 PJ/j (0,8 Gpi³/j) de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane, a été mis en service le 13 mars 2018.

Projets WB XPress et Mountaineer XPress

La section Ouest du projet WB Xpress (« WBX ») est entrée en service le 5 octobre 2018, tandis que l'achèvement de la section Est est toujours prévu au quatrième trimestre de 2018. Au premier trimestre de 2018, les coûts estimatifs ont été révisés à la hausse pour atteindre 0,9 milliard de dollars US pour le projet WBX et 3,0 milliards de dollars US pour le projet Mountaineer XPress. Ces hausses, surtout dans le cas de Mountaineer XPress, s'expliquent essentiellement par des retards dans l'obtention des autorisations réglementaires de la FERC et d'autres organismes gouvernementaux, par l'accroissement des coûts liés aux travaux de construction donnés en sous-traitance en raison de la demande inhabituelle de ressources de construction dans la région et par les modifications apportées aux plans de travail des entrepreneurs afin d'atténuer les retards de construction causés par ce qui précède. La fréquence inhabituellement élevée des conditions météorologiques défavorables pendant la construction de ces projets a exercé une pression continue sur les coûts et les échéanciers.

Règlements tarifaires relatifs aux gazoducs aux États-Unis

En février 2018, la FERC a approuvé le règlement tarifaire relatif à Great Lakes pour 2017 et le règlement tarifaire relatif à Northern Border pour 2017, lesquels n'ont pas été contestés. Les tarifs fixés aux termes de ces deux règlements pourraient être modifiés en fonction du résultat final du dépôt de documents en réponse aux mesures de la FERC de 2018.

En octobre 2018, GTN a déposé auprès de la FERC un règlement tarifaire non contentieux conclu avec ses clients. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

GAZODUCS – MEXIQUE

Topolobampo

Le 29 juin 2018, le gazoduc de Topolobampo a été mis en service. Ce gazoduc d'une longueur de 560 km (348 milles) a une capacité de 720 TJ/j (670 Mpi³/j). Il recevra du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'acheminera vers des points de livraison se trouvant le long de son tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. Conformément aux dispositions du contrat de transport ayant trait aux événements de force majeure, nous avons commencé à percevoir et à enregistrer des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

Sur de Texas

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

Tula et Villa de Reyes

La CFE a approuvé la reconnaissance des événements de force majeure pour ces deux gazoducs, y compris la continuation des paiements de frais fixes de capacité qui nous sont versés depuis le premier trimestre de 2018. La construction du projet Villa de Reyes est en cours et la mise en service du projet est prévue au deuxième semestre de 2019.

PIPELINES DE LIQUIDES

Keystone XL

En décembre 2017, des intervenants ont interjeté appel auprès de la cour d'appel du Nebraska de l'approbation, par la PSC de l'État du Nebraska, d'un tracé modifié du projet Keystone XL en novembre 2017. En mars 2018, la Cour suprême du Nebraska a convenu de passer outre la cour d'appel et d'entendre elle-même directement l'appel concernant le tracé modifié de la PSC. Les mémoires relatifs à l'appel ont été soumis au tribunal en mai 2018 et les plaidoiries devant la Cour suprême du Nebraska auront lieu le 1^{er} novembre 2018. Nous nous attendons à ce que la Cour suprême du Nebraska, l'arbitre final, rende sa décision au premier trimestre de 2019.

Le permis présidentiel concernant Keystone XL, délivré en mars 2017, a été contesté dans le cadre de deux poursuites distinctes intentées au Montana. Collectivement avec le Département de la justice des États-Unis, nous avons participé activement à ces poursuites pour défendre tant la délivrance du permis que les évaluations environnementales exhaustives à l'appui des démarches du président américain. Les plaidoiries portant sur le bien-fondé de ces poursuites ont été entendues en mai 2018, et nous estimons que les décisions de la cour concernant certains éléments des poursuites pourraient être rendues d'ici la fin de 2018.

En mai 2018, le Département d'État des États-Unis a déposé un avis d'intention d'effectuer une évaluation environnementale portant sur le tracé modifié de Keystone XL au Nebraska. Les commentaires du public ont été reçus en juin 2018 et en juillet 2018, le Département d'État a publié un projet d'évaluation environnementale. Or, le 15 août 2018, la Cour de district du Montana a rendu une ordonnance partielle exigeant que le Département de la justice et le Département d'État préparent un énoncé supplémentaire de l'impact environnemental pour compléter l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental de 2014 et soumettent un projet d'échéancier pour la rédaction de cet énoncé. Le 4 septembre 2018, les défenseurs fédéraux ont répondu à cette ordonnance partielle en déposant l'échéancier requis qui tient compte de la publication de l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental en décembre 2018. Le 21 septembre 2018, le Département d'État a publié un projet d'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental concluant que le tracé modifié du réseau principal n'aurait pas de conséquences importantes, directes, indirectes ou cumulatives, sur la qualité des milieux naturels ou habités, compte tenu des plans d'atténuation proposés par TransCanada. Le projet d'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental est

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

ouvert aux commentaires du public pour une période de 45 jours. Les défenseurs fédéraux ont également indiqué que le Bureau of Land Management et le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis rendraient probablement les décisions concernant les permis fédéraux qui relèvent d'eux au premier trimestre de 2019.

En septembre 2018, deux communautés autochtones des États-Unis ont intenté une poursuite au Montana pour contester le permis présidentiel concernant Keystone XL. Le moment où sera entendue cette poursuite et la forme qu'elle prendra ne sont pas encore déterminés.

La Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud a délivré le permis relatif au projet Keystone XL en juin 2010 et l'a renouvelé en janvier 2016. Un appel de ce renouvellement a été rejeté en juin 2017, et cette décision a ensuite été contestée devant la Cour suprême du Dakota du Sud. Le 13 juin 2018, la Cour suprême a rejeté l'appel contestant le renouvellement du permis concernant le projet Keystone XL, indiquant que le tribunal inférieur n'avait pas la compétence nécessaire pour entendre l'affaire. Cette décision est finale puisque l'arrêt de la Cour suprême ne peut être porté en appel.

White Spruce

En février 2018, l'AER a délivré le permis de construction du pipeline White Spruce. Les travaux de construction ont commencé et la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2019.

ÉNERGIE

Cartier Énergie éolienne

Le 24 octobre 2018, nous avons réalisé la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture, qui a donné lieu à un gain estimatif de 170 millions de dollars (135 millions de dollars après les impôts) qui sera comptabilisé au quatrième trimestre de 2018.

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

Le 28 septembre 2018, Bruce Power a soumis à la SIERE son estimation définitive du coût et de l'échéancier (base d'estimation) du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6. La SIERE dispose d'au plus trois mois pour examiner et vérifier la base d'estimation. Comme le coût et l'échéancier sont tous deux inférieurs aux limites définies dans l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf relative au programme, aucune autre approbation de la SIERE ou du gouvernement n'est requise aux fins de l'arrêt d'exploitation pour RCP du réacteur 6 au début de 2020. Cet arrêt devrait se terminer vers la fin de 2023.

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

Le prix contractuel actuel d'environ 68 \$ le MWh pour Bruce Power sera majoré en avril 2019 pour tenir compte du capital qui sera investi dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Napanee

La construction de notre centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW se poursuit dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'OEO, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons que notre investissement total dans la centrale de Napanee s'élèvera à environ 1,6 milliard de dollars, et son exploitation commerciale devrait commencer au premier trimestre de 2019. Les coûts ont augmenté en raison de retards dans le calendrier de construction. La production de la centrale, quand celle-ci sera en service, est entièrement visée par des contrats conclus avec la SIERE pour une période de 20 ans.

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

Le 1^{er} mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est États-Unis qui se poursuit, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts).

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 pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons que les flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de nos activités d'exploitation, l'accès aux marchés des capitaux que nous confèrent notamment notre programme d'émission au cours du marché et notre RRD, la gestion de notre portefeuille, les fonds en caisse et nos importantes facilités de crédit confirmées nous procurent la capacité financière nécessaire au financement de notre programme d'investissement actuel. Chaque année, au quatrième trimestre, nous prorogons et renouvelons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins. Compte tenu des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement en mars 2018, les cessions d'actifs à TC Pipelines, LP ne seront plus considérées comme un moyen de financement viable. En outre, le programme d'émission au cours du marché de TC Pipelines, LP a cessé d'être utilisé. Par suite de la publication, le 18 juillet 2018, des mesures de la FERC de 2018, il reste à voir si ces options de financement pourront à nouveau être concurrentielles dans l'avenir et, le cas échéant, à quel moment. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Au 30 septembre 2018, notre actif à court terme s'élevait à 5,1 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 5,9 milliards de dollars, comparativement à 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation;
- notre accès aux marchés financiers;
- nos facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 9,5 milliards de dollars reste inutilisée.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 299	1 185	4 516	3 840
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	284	86	130	224
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 583	1 271	4 646	4 064
Postes particuliers :				
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	(12)	—	(5)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	32	—	84
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	10	—	23
Perte nette sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	3	—	20
Fonds provenant de l'exploitation comparables¹	1 571	1 316	4 641	4 191
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(39)	(118)	(116)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(57)	(66)	(174)	(215)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ²	(61)	(41)	(191)	(169)
Flux de trésorerie distribuables comparables¹	1 413	1 170	4 158	3 691
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire¹	1,56 \$	1,34 \$	4,63 \$	4,24 \$

- 1 Pour obtenir plus de précisions au sujet des fonds provenant de l'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».
- 2 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.

Malgré la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis qui s'est poursuivie, les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 255 millions de dollars et de 450 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2017. Ces hausses sont principalement attribuables à l'accroissement du résultat comparable.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUTABLES 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.

L'augmentation des flux de trésorerie distribuables comparables pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 comparativement aux périodes correspondantes de 2017 s'explique par la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables décrite ci-dessus. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 tiennent compte également de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre du programme au cours du marché et du RRD de la société en 2017 et en 2018.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 435)	(2 031)	(6 474)	(5 383)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(127)	(37)	(239)	(135)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(236)	(475)	(778)	(1 140)
	(2 798)	(2 543)	(7 491)	(6 658)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	—	4 147
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	121	362
Montants reportés et autres	(16)	165	78	(87)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 814)	(2 378)	(7 292)	(2 236)

En 2018, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas, de Columbia Gulf et du réseau de NGTL, ainsi que de la construction de la centrale électrique de Napanee et de gazoducs au Mexique.

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

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2018 concernent principalement les apports versés à Bruce Power et à Millennium de même qu'à Sur de Texas, ce qui comprend notre quote-part des besoins de financement par emprunt.

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

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à terme la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis pour un produit net de 4 147 millions de dollars.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Billets à payer émis, montant net	1 421	451	1 906	1 232
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission ¹	1 026	1 151	4 359	1 968
Remboursements de titres d'emprunt à long terme ¹	(1 232)	(46)	(3 266)	(5 515)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	(3)	—	3 468
Dividendes et distributions versés	(513)	(459)	(1 446)	(1 313)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	354	6	1 139	42
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	43	49	162
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	—	(1 205)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 056	1 143	2 741	(1 161)

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

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mars 2049	1 000 US	5,10 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	400 US	4,25 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Mai 2018	Billets de premier rang garantis	18 US	5,90 %
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Débetures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	taux variable
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Mars 2018	Billets de premier rang non garantis	9 US	6,73 %

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En ce qui concerne les dividendes déclarés le 1^{er} août 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 34 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 213 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Depuis le début de l'exercice 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 35 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 655 millions de dollars.

PROGRAMME D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TRANSCANADA CORPORATION

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018, 6,1 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre de notre programme au cours du marché au prix moyen de 57,75 \$ l'action ordinaire, pour un produit de 351 millions de dollars après déduction des commissions et frais connexes d'environ 3 millions de dollars. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, 20,0 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre de notre programme au cours du marché au prix moyen de 56,13 \$ l'action ordinaire, pour un produit de 1,1 milliard de dollars après déduction des commissions et frais connexes d'environ 10 millions de dollars.

En juin 2018, nous avons annoncé que la société avait majoré la capacité de son programme au cours du marché existant. Ainsi, nous pourrions émettre à l'occasion, dans le public, des actions ordinaires additionnelles sur le capital autorisé, à raison d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars, ce qui porte le total révisé à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains, selon le cours du marché en vigueur au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TransCanada au Canada ou aux États-Unis. Le programme au cours du marché, dans sa version modifiée, sera en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019 et pourra être utilisé à notre gré et au besoin en fonction du profil des dépenses en immobilisations de notre programme d'investissement et du coût relatif de nos autres possibilités de financement.

PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TC PIPELINES, LP

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, 0,7 million de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 39 millions de dollars US. Au 30 septembre 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % compte tenu des émissions de titres dans le cadre du programme au cours du marché et de la dilution de notre participation qui en a découlé.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Par suite des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement en mars 2018, le programme d'émission au cours du marché de TC PipeLines, LP a cessé d'être utilisé. En raison des incertitudes qui subsistent par suite de la publication définitive, en juillet 2018, des mesures de la FERC de 2018, il reste à voir si ce programme pourra être réactivé dans l'avenir et, le cas échéant, à quel moment.

DIVIDENDES

Le 31 octobre 2018, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,69 \$ par action

Payable le 31 janvier 2019 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2018.

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,204125 \$

Série 2 0,22077123 \$

Série 3 0,1345 \$

Série 4 0,17956575 \$

Payable le 31 décembre 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 novembre 2018.

Série 5 0,1414375 \$

Série 6 0,19446027 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payable le 30 janvier 2019 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2018.

Série 11 0,2375 \$

Série 13 0,34375 \$

Série 15 0,30625 \$

Payable le 30 novembre 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 15 novembre 2018.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

INFORMATION SUR LES ACTIONS**au 29 octobre 2018**

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

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 dégageant de liquidités additionnelles.

Au 29 octobre 2018, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,3 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

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

Au 29 octobre 2018, les sociétés qui nous sont liées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,7 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 ont augmenté d'environ 4,5 milliards de dollars depuis le 31 décembre 2017. Cette hausse, essentiellement attribuable aux engagements liés à la construction du gazoduc CGL, aux projets de croissance de Columbia Gas, au réseau de NGTL, à Keystone XL et à notre quote-part des engagements relatifs au programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, est contrebalancée en partie par la diminution des engagements relatifs au gazoduc Sur de Texas et à la centrale électrique de Napanee.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2018 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 2017 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché et c'est pourquoi nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites en vue d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Ces mesures sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés et les risques connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2017 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2017, mis à part ce qui est mentionné dans les paragraphes qui suivent.

Le 1^{er} mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive des contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail du nord-est des États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts). Nous prévoyons de réaliser la valeur des contrats de commercialisation et du fonds de roulement résiduels au fil du temps. Par conséquent, notre exposition au risque marchandises a diminué.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses d'investissement, dans des conditions tant normales que difficiles.

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;
- aux prêts consentis.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 septembre 2018, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, ni concentration importante du risque de crédit, ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

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

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. Les prélèvements effectués sur la facilité de crédit entraînent un prêt consenti à la coentreprise, qui représente notre quote-part dans les besoins de financement par emprunt de celle-ci. Au 30 septembre 2018, le solde de notre prêt à la coentreprise s'élevait à 18,0 milliards de pesos mexicains ou 1,2 milliard de dollars (14,4 milliards de pesos mexicains ou 919 millions de dollars au 31 décembre 2017), et les intérêts créditeurs et autres comprenaient des intérêts créditeurs relatifs à ce prêt de 32 millions de dollars et de 88 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 (11 millions de dollars et 14 millions de dollars en 2017). Les montants comptabilisés au titre des intérêts créditeurs et autres sont contrebalancés par la quote-part correspondante des intérêts débiteurs comptabilisée au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le secteur des gazoducs au Mexique.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur nos programmes de papier commercial et sur les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour atténuer 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. Ce risque est pour l'essentiel neutralisé par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par le recours aux instruments dérivés portant sur les taux de change.

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 2018	1,31
trimestre clos le 30 septembre 2017	1,25
période de neuf mois close le 30 septembre 2018	1,29
période de neuf mois close le 30 septembre 2017	1,31

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en partie enrayée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	417	269	1 348	998
BAll comparable des gazoducs au Mexique ¹	122	76	366	254
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	218	135	605	416
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis ²	—	22	—	108
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative aux projets libellés en dollars US	91	81	230	168
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(335)	(314)	(981)	(954)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	4	1	10	2
Participations sans contrôle et autres libellées en dollars US	(50)	(39)	(195)	(146)
	467	231	1 383	846

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

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

Couverture de l'investissement net

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

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2018		31 décembre 2017	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2018 à 2019) ³	(42)	300 US	(199)	1 200 US
Options de change en dollars US (échéant de 2018 à 2019)	(2)	2 000 US	5	500 US
	(44)	2 300 US	(194)	1 700 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, le bénéfice net comprenait des gains réalisés nets de néant et de 1 million de dollars, respectivement (1 million de dollars et 3 millions de dollars, respectivement, en 2017) liés à la composante en intérêts des règlements de swaps de devises, lesquels sont comptabilisés dans les intérêts débiteurs.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Valeur nominale	28 300 (21 900 US)	25 400 (20 200 US)
Juste valeur	30 200 (23 300 US)	28 900 (23 100 US)

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. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture.

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(non audité – en millions de dollars)	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Autres actifs à court terme	372	332
Actifs incorporels et autres actifs	83	73
Créditeurs et autres	(418)	(387)
Autres passifs à long terme	(43)	(72)
	(6)	(54)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

(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.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	(31)	45	(41)	(102)
Change	60	33	(79)	89
Taux d'intérêt	—	(1)	—	(1)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	81	(82)	210	(167)
Change	(5)	19	14	10
Taux d'intérêt	—	1	—	1
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	1	4	—	17
Change	—	—	—	5
Taux d'intérêt	(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 2018 et 2017, 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.

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

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	3	2	(3)	5
Taux d'intérêt	2	(1)	11	—
	5	1	8	5
Reclassement dans le bénéfice net des gains (pertes) sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base ²	3	(4)	4	(15)
Taux d'intérêt ³	5	4	17	13
	8	—	21	(2)

- 1 Les montants sont présentés avant les impôts. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.
- 2 Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.
- 3 Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

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 2018, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2017), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2018, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2017). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit 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 2018, 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 2018 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 2017 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2017, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2017 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2018

Produits d'activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

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

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront constatés et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra.

Aux fins de l'application des nouvelles directives, des estimations et des jugements importants interviennent dans la détermination des éléments suivants :

- le mode de comptabilisation des produits dans le cadre d'un contrat, selon que l'obligation de prestation est remplie à un moment précis ou progressivement;
- la durée du contrat;
- le montant de la contrepartie variable associée à un contrat et le moment de la comptabilisation des produits connexes.

Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation.

Instruments financiers

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

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intra-entités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à des transferts d'actifs intra-entités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une approche rétrospective modifiée, et elles n'ont pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Trésorerie soumise à des restrictions

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

Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

Comptabilité de couverture

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

Modifications comptables futures

Contrats de location

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

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

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

Nous opterons pour la série de mesures de simplification qui permettent aux entités de ne pas réévaluer les conclusions antérieures concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon les règles de la nouvelle norme. Nous continuons de surveiller et d'analyser les autres mesures de simplification facultatives de même que les directives et les précisions supplémentaires fournies par le FASB.

Nous avons dressé une liste des contrats de location existants et avons pratiquement terminé de les analyser, mais nous continuons de peaufiner notre définition de ce qui constitue un contrat de location et d'évaluer quelle sera l'incidence financière sur nos états financiers consolidés. Nous avons aussi choisi une solution système et nous poursuivons le stade d'essai de la mise en œuvre. Nous continuons d'évaluer les changements qui devront être apportés aux processus pour nous permettre de compiler les renseignements requis et de nous conformer aux exigences en matière de comptabilisation et de présentation de l'information comprises dans les nouvelles directives et nous analysons également les nouveaux contrats susceptibles de contenir des contrats de location.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

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

Dépréciation de l'écart d'acquisition

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

Impôts sur le bénéfice

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfices non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. Nous évaluons actuellement ces directives en parallèle avec notre analyse de l'incidence globale de la réforme fiscale aux États-Unis.

Évaluation de la juste valeur

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

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement. Nous sommes actuellement à évaluer le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives.

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

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	522	544	1 561	1 575
Gazoducs – États-Unis	715	482	2 223	1 753
Gazoducs – Mexique	153	118	455	403
Pipelines de liquides	467	303	1 311	947
Énergie	207	224	585	816
Siège social	(8)	(4)	(25)	(20)
BAIIA comparable	2 056	1 667	6 110	5 474
Amortissement	(564)	(506)	(1 669)	(1 532)
BAII comparable	1 492	1 161	4 441	3 942
Postes particuliers :				
(Perte) gain de change – prêt intersociétés	(60)	7	(52)	(1)
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis;	12	—	5	—
(Perte nette) gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(12)	—	469
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(32)	—	(91)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(10)	—	(23)
Activités de gestion des risques ¹	(34)	45	(44)	(102)
Bénéfice sectoriel	1 410	1 159	4 350	4 194

1 Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Installations énergétiques au Canada	—	1	3	5
Installations énergétiques aux États-Unis	31	59	(31)	(97)
Commercialisation des liquides	(65)	(19)	(10)	(15)
Stockage de gaz naturel	—	4	(6)	5
Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(34)	45	(44)	(102)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018				2017			2016
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	3 156	3 195	3 424	3 617	3 195	3 230	3 407	3 635
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	928	785	734	861	612	881	643	(358)
Résultat comparable	902	768	864	719	614	659	698	626
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	1,02 \$	0,88 \$	0,83 \$	0,98 \$	0,70 \$	1,01 \$	0,74 \$	(0,43) \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	0,86 \$	0,98 \$	0,82 \$	0,70 \$	0,76 \$	0,81 \$	0,75 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,565 \$

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

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

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

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne 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 2018 est également exclu :

- un bénéfice de 8 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis le 1^{er} janvier 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie de nos activités sous-jacentes.

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. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis le 1^{er} janvier 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie de nos activités sous-jacentes.

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

- un bénéfice 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. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis le 1^{er} janvier 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie de nos activités sous-jacentes.

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

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

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

- un gain net de 265 millions de dollars, après les impôts, relatif à la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis qui comprenait un gain de 441 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de TC Hydro et une perte supplémentaire de 176 millions de dollars, après les impôts, sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne;
- une charge de 15 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 4 millions de dollars, après les impôts, liée aux frais de maintenance des actifs de Keystone XL, qui sont passés en charges en attendant que le projet puisse être poursuivi.

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

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

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 sont également exclus :

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

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