

---

# Enbridge Inc.

Troisième trimestre

Rapport intermédiaire aux actionnaires

Pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018



---

**SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION  
DES ÉTATS-UNIS**

Washington, D.C. 20549

---

**FORMULAIRE 10-Q**

---

- RAPPORT TRIMESTRIEL PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018

**OU**

- RAPPORT DE TRANSITION PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

Pour la période de transition allant du \_\_\_\_\_ au \_\_\_\_\_  
Numéro de dossier de la Commission 1-10934



**ENBRIDGE INC.**

**(Dénomination exacte de l'émetteur inscrit telle qu'elle figure dans ses statuts)**

**Canada**

(État ou autre territoire de constitution ou d'organisation)

**Aucun**

(Numéro d'identification de l'employeur aux fins de l'I.R.S.)

**425 – 1<sup>st</sup> Street S.W., bureau 200**

**Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8**

(Adresse des principaux bureaux de direction) (Code postal)

**(403) 231-3900**

(Numéro de téléphone de l'émetteur inscrit, y compris l'indicatif régional)

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit : 1) a déposé tous les rapports qu'il devait déposer conformément à l'article 13 ou au paragraphe 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934* au cours des 12 derniers mois (ou au cours de toute période plus courte à l'intérieur de laquelle l'émetteur inscrit a été tenu de déposer ces rapports) et 2) a été soumis à ces exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours. Oui  Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit a présenté électroniquement tous les dossiers de données interactifs (*interactive data files*) devant être présentés en vertu de la Règle 405 du Règlement S-T (paragraphe 232.405 du chapitre) au cours des 12 derniers mois (ou au cours de toute période plus courte à l'intérieur de laquelle l'émetteur inscrit a été tenu de présenter ces dossiers). Oui  Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est un important déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant non admissible au régime de dépôt accéléré, un petit émetteur assujéti ou une société en croissance émergente. Voir la définition donnée aux termes *large accelerated filer*, *accelerated filer*, *smaller reporting company* et *emerging growth company* dans la Règle 12b-2 de l'*Exchange Act* :

Important déposant admissible au régime de dépôt accéléré

Déposant admissible au régime de dépôt accéléré

Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré

Petit émetteur assujéti

Société en croissance émergente

Si l'émetteur inscrit est une société en croissance émergente, veuillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, s'il a choisi de ne pas utiliser la période de transition prolongée pour se conformer à l'une ou l'autre des normes de comptabilité financière nouvelles ou révisées conformément à l'article 13(a) de l'*Exchange Act*.

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est une société fictive (*shell company*) (au sens de la Règle 12b-2 de l'*Exchange Act*). Oui  Non

Au 26 octobre 2018, l'émetteur inscrit avait 1 724 389 606 actions ordinaires en circulation.

---

	<b>Page</b>
<b>PARTIE I</b>	
Rubrique 1.	<a href="#"><u>États financiers</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>6</u></a></span>
Rubrique 2.	<a href="#"><u>Rapport de gestion</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>47</u></a></span>
Rubrique 3.	<a href="#"><u>Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>74</u></a></span>
Rubrique 4.	<a href="#"><u>Contrôles et procédures</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>74</u></a></span>
<b>PARTIE II</b>	
Rubrique 1.	<a href="#"><u>Instances judiciaires</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>75</u></a></span>
Rubrique 1A.	<a href="#"><u>Facteurs de risque</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>75</u></a></span>
Rubrique 2.	<a href="#"><u>Ventes de titres de capitaux propres non inscrits et utilisation du produit</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>76</u></a></span>
Rubrique 3.	<a href="#"><u>Défauts sur titres de premier rang</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>76</u></a></span>
Rubrique 4.	<a href="#"><u>Informations sur la sécurité des mines</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>76</u></a></span>
Rubrique 5.	<a href="#"><u>Autres renseignements</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>76</u></a></span>
Rubrique 6.	<a href="#"><u>Pièces</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>77</u></a></span>
	<a href="#"><u>Signatures</u></a> <span style="float: right;"><a href="#"><u>78</u></a></span>

## GLOSSAIRE

Army Corps	United States Army Corps of Engineers
ASC	Accounting Standards Codification (codification des normes comptables)
ASU	Accounting Standards Update (normes comptables révisées)
BAIIA	bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement
canalisation 10	canalisation 10 du pipeline de pétrole brut
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
DDI	droits de distribution incitatifs
ECRLP	Enbridge Canadian Renewable LP
EDDV	entité à détenteurs de droits variables
Eddystone Rail	Eddystone Rail Company, LLC
EEP	Enbridge Energy Partners, L.P.
EEQ	Enbridge Energy Management L.L.C.
EGD	Enbridge Gas Distribution Inc.
Enbridge	Enbridge Inc.
ENF	Enbridge Income Fund Holdings Inc.
ERII	Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie)
groupe du fonds	Enbridge Income Fund, Enbridge Commercial Trust, Enbridge Income Partners LP ainsi que les filiales et entités détenues d'Enbridge Income Partners LP
kb/j	milliers de barils par jour
LGN	liquides de gaz naturel
loi TCJA ou réforme fiscale aux États-Unis	loi intitulée <i>Tax Cuts and Jobs Act</i>
MNPUC	Minnesota Public Utilities Commission (commission des services publics du Minnesota)
MOLP	Midcoast Operating, L.P. et ses filiales
OIRPC	Office d'investissement du régime de pensions du Canada
opération de fusion	regroupement d'Enbridge et de Spectra Energy Corp par voie de fusion avec échange d'actions clôturé le 27 février 2017
programme L3R aux États-Unis	programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis
Sabal Trail	Sabal Trail Transmission, LLC
Seaway Pipeline	Seaway Crude Pipeline System
SEP	Spectra Energy Partners, LP
TIC	tarif international conjoint
tracé du pipeline	tracé du pipeline pour la construction du programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis
Union Gas	Union Gas Limited

## CONVENTIONS

Pour les besoins du présent rapport, les termes « nous », « notre », « nos » et « Enbridge » désignent Enbridge Inc. dans son ensemble, sauf si le contexte précise autre chose. Ces termes sont utilisés à des fins pratiques seulement et ne constituent pas une description précise d'une entité juridique distincte au sein d'Enbridge.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont exprimés en dollars canadiens, toutes les références à des « dollars », des « \$ » ou des « \$ CA » désignent des montants en dollars canadiens et toutes les références à des « \$ US » désignent des montants en dollars américains. Tous les montants sont indiqués avant impôts, sauf indication contraire.

## INFORMATION PROSPECTIVE

*Le présent rapport trimestriel sur formulaire 10-Q renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur nous, nos filiales et nos sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction de nos projets et activités et de ceux de nos filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de verbes comme « entrevoir », « croire », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « viser », « planifier », « projeter », « cibler » et autres termes du genre qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des déclarations prospectives ayant trait notamment à ce qui suit : le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus; le rendement prévu des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution de gaz, Énergie verte et transport et Services énergétiques; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dates prévues de mise en service des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; les exigences de financement par capitaux propres prévues à l'égard de notre programme de croissance garanti sur le plan commercial; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue de nos coentrepreneurs à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue et le moment prévu des acquisitions et des cessions; les dividendes futurs estimatifs; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation; les coûts prévus pour la correction de fuites et les éventuels recouvrements d'assurance; les prévisions en matière de prix des marchandises; les prévisions en matière d'offre; les attentes quant à l'incidence du regroupement d'Enbridge et de Spectra Energy Corp par voie de fusion avec échange d'actions clôturé le 27 février 2017 (l'« opération de fusion »), y compris l'envergure, la souplesse financière, le programme de croissance, les perspectives commerciales futures et la performance à l'avenir de la société issue du regroupement; le programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis »); les effets prévus de la politique de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») sur le traitement des impôts; la stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur, y compris les mesures proposées de simplification de la structure organisationnelle; la politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements de dividendes prévus; l'incidence prévue du programme de couverture; et les attentes à l'égard de la concrétisation de notre plan stratégique de 2018-2020.*

*Bien que ces énoncés prospectifs soient, à notre avis, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question. Les hypothèses importantes visent notamment : l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et de l'énergie renouvelable; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité de l'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour nos projets; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la conclusion et le moment des cessions; la concrétisation des avantages et des synergies prévus découlant de l'opération de fusion; les lois gouvernementales; les acquisitions et le calendrier s'y rapportant; la réussite des plans d'intégration; l'incidence de la politique en matière de dividendes sur nos flux de trésorerie futurs; les notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAIIA prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus et les dividendes futurs estimatifs. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande prévues*

*de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande à l'égard de nos services. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels nous exerçons nos activités, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande à l'égard de nos services et le coût des intrants et sont par conséquent indissociables de tous les énoncés prospectifs. En raison des interdépendances et de la corrélation entre ces facteurs macroéconomiques, il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir l'une ou l'autre de ces hypothèses sur un énoncé prospectif donné, en particulier en ce qui concerne l'incidence de l'opération de fusion sur nous, le BAIIA prévu, le bénéfice (la perte), le bénéfice (la perte) par action ou les dividendes futurs estimatifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs se rapportant aux projets annoncés et aux projets en construction, y compris les dates estimatives d'achèvement et les dépenses en immobilisations estimatives : la disponibilité et le prix de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; l'incidence de l'inflation et des taux de change sur les coûts de la main-d'œuvre et des matériaux; l'incidence des taux d'intérêt sur les coûts d'emprunt; l'incidence des conditions météorologiques et l'approbation par les clients, le gouvernement et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et des régimes de recouvrement des coûts.*

*Nos énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de la concrétisation des avantages et des synergies prévus découlant de l'opération de fusion, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, des cessions, de la simplification proposée de notre structure organisationnelle, de la politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprunts, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des modifications apportées aux accords commerciaux, des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, des décisions politiques et de l'offre et la demande de marchandises, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent rapport trimestriel sur formulaire 10-Q et dans d'autres documents que nous avons déposés auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Il est impossible d'établir avec précision l'incidence de l'un ou l'autre de ces risques, incertitudes ou facteurs sur un énoncé prospectif particulier puisqu'ils sont interdépendants et que notre plan d'action futur dépend de l'évaluation, par la direction, de l'ensemble des renseignements connus à un moment ou à un autre. Sauf dans la mesure prévue par les lois pertinentes, Enbridge Inc. n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent rapport trimestriel sur formulaire 10-Q ou autrement, que ce soit à la lumière de nouveaux éléments d'information, de nouveaux faits ou pour quelque autre motif que ce soit. Tout énoncé prospectif ultérieur, écrit ou verbal, qui nous serait attribuable ou le serait à quiconque agissant en notre nom, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.*

# PARTIE I - INFORMATION FINANCIÈRE

## RUBRIQUE 1. ÉTATS FINANCIERS

### ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Produits d'exploitation				
Ventes de marchandises	6 919	5 012	20 638	18 498
Ventes liées à la distribution de gaz	478	573	3 260	2 783
Transport et autres services	3 948	3 642	10 918	10 208
Total des produits d'exploitation <i>(note 3)</i>	11 345	9 227	34 816	31 489
Charges d'exploitation				
Coûts des marchandises	6 905	5 087	20 180	18 126
Coûts liés à la distribution de gaz	112	215	1 857	1 659
Exploitation et administration	1 652	1 587	4 929	4 784
Amortissement	799	848	2 452	2 388
Perte de valeur d'actifs <i>(note 6)</i>	4	—	1 076	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition <i>(note 6)</i>	1 019	—	1 019	—
Total des charges d'exploitation	10 491	7 737	31 513	26 957
Bénéfice d'exploitation	854	1 490	3 303	4 532
Quote-part du bénéfice des satellites	378	280	1 076	752
Autres produits (charges)				
Gain (perte) de change net	57	150	(171)	257
Autres	(33)	75	61	182
Charge d'intérêts	(696)	(653)	(2 042)	(1 704)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	560	1 342	2 227	4 019
Charge d'impôts <i>(note 12)</i>	(347)	(327)	(177)	(818)
Bénéfice	213	1 015	2 050	3 201
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(209)	(168)	(352)	(633)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	4	847	1 698	2 568
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(82)	(272)	(246)
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(90)	765	1 426	2 322
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	(0,05)	0,47	0,84	1,57
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	(0,05)	0,47	0,84	1,56

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés intermédiaires.*

## ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Trimestres clos		Périodes de neuf	
	les 30 septembre	2017	les 30 septembre	2017
	<b>2018</b>		<b>2018</b>	
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice	<b>213</b>	1 015	<b>2 050</b>	3 201
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts				
Variation du gain non réalisé sur les couvertures de flux de trésorerie	<b>57</b>	97	<b>150</b>	10
Variation du gain (de la perte) non réalisé sur les couvertures d'investissement net	<b>83</b>	285	<b>(200)</b>	505
Autres éléments du résultat global des satellites	<b>(1)</b>	1	<b>18</b>	9
Reclassement dans le résultat des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	<b>31</b>	(14)	<b>104</b>	93
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	<b>5</b>	6	<b>28</b>	13
Écart de conversion	<b>(989)</b>	(2 057)	<b>1 637</b>	(3 068)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	<b>(814)</b>	(1 682)	<b>1 737</b>	(2 438)
Résultat global	<b>(601)</b>	(667)	<b>3 787</b>	763
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	<b>(102)</b>	155	<b>(546)</b>	(204)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	<b>(703)</b>	(512)	<b>3 241</b>	559
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>(94)</b>	(82)	<b>(272)</b>	(246)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>(797)</b>	(594)	<b>2 969</b>	313

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés intermédiaires.*

# ENBRIDGE INC.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	7 747	7 255
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	50 737	10 492
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'opération de fusion	—	37 429
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	1 181	889
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	26	58
Solde à la fin de la période	51 944	48 868
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	3 194	3 399
Rémunération à base d'actions	40	70
Juste valeur de la rémunération à base d'actions en circulation gagnée de l'opération de fusion	—	77
Options exercées	(14)	(70)
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company, Inc.	—	78
Perte de dilution découlant de l'émission de parts de catégorie A d'Enbridge Energy Partners, L.P.	—	(522)
Gain de dilution découlant de la restructuration de Spectra Energy Partners, LP <i>(note 10)</i>	1 136	—
Gains (pertes) de dilution et autres	(89)	62
Vente des participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales <i>(note 10)</i>	79	—
Solde à la fin de la période	4 346	3 094
Déficit		
Solde au début de la période	(2 468)	(716)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 698	2 568
Dividendes sur les actions privilégiées	(272)	(246)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(2 297)	(2 552)
Dividendes versés sur la participation croisée	25	22
Adoption rétrospective modifiée d'une norme comptable <i>(note 2)</i>	(86)	—
Ajustement de la valeur de rachat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(318)	232
Ajustement au titre de la comptabilisation des déductions fiscales inutilisées liées à la charge de rémunération à base d'actions	—	41
Solde à la fin de la période	(3 718)	(651)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 9)</i>		
Solde au début de la période	(973)	1 058
Autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	1 543	(2 009)
Solde à la fin de la période	570	(951)
Participation croisée		
Solde au début et à la fin de la période	(102)	(102)
<b>Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.</b>	<b>60 787</b>	<b>57 513</b>
Participations ne donnant pas le contrôle		
Solde au début de la période	7 597	577
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	248	452
Autres éléments du résultat global attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts		
Variation du gain (de la perte) non réalisé sur les couvertures de flux de trésorerie	8	(13)
Écart de conversion	140	(446)
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	23	29
Solde à la fin de la période	7 916	(30)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	419	22
Participations ne donnant pas le contrôle résultant de l'opération de fusion	—	8 877
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company, Inc.	—	(331)
Gain de dilution découlant de l'émission des parts de catégorie A d'Enbridge Energy Partners, L.P.	—	832
Restructuration de Spectra Energy Partners, LP <i>(note 10)</i>	(1 486)	—
Vente des participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales <i>(note 10)</i>	1 183	—
Distributions	(637)	(634)
Apports	23	498
Déconsolidation de Sabal Trail Transmission, LLC	—	(2 318)
Cession du pipeline Olympic	—	(24)
Autres	12	(16)
Solde à la fin de la période	7 111	7 483
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>67 898</b>	<b>64 996</b>
Dividendes payés par action ordinaire	2,013	1,803

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés intermédiaires.*

# ENBRIDGE INC.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>		
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice	2 050	3 201
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation :		
Amortissement	2 452	2 388
(Recouvrement) charge d'impôts reportés	(51)	725
Variation (du gain) de la perte non réalisée sur les instruments dérivés, montant net (note 11)	319	(1 243)
Quote-part du bénéfice des satellites	(1 076)	(752)
Distributions sur les participations dans des satellites	1 090	859
Perte de valeur d'actifs	1 076	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	1 019	—
(Gain) perte sur cessions	76	(116)
Autres	101	132
Variation de l'actif et du passif d'exploitation	943	121
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	7 999	5 315
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses en immobilisations	(4 584)	(5 868)
Placements à long terme	(1 051)	(3 012)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs (note 7)	1 243	62
Acquisition d'actifs incorporels	(491)	(668)
Trésorerie obtenue dans le cadre de l'opération de fusion	—	681
Produits de cessions	1 913	622
Remboursement de dépenses en immobilisations	—	212
Autres	(102)	(63)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(3 072)	(8 034)
<b>Activités de financement</b>		
Variation nette des emprunts à court terme	(196)	705
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	(2 358)	956
Émission de débetures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	3 537	7 176
Remboursements sur les débetures et les billets à terme	(3 757)	(4 446)
Vente des participations ne donnant pas le contrôle dans les filiales	1 289	—
Achat d'une participation dans une filiale consolidée	—	(227)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	23	498
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(637)	(714)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	62	614
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(264)	(180)
Émission d'actions ordinaires	17	22
Dividendes sur les actions privilégiées	(268)	(246)
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 254)	(2 077)
Autres	(5)	—
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(4 811)	2 081
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises et de la trésorerie soumise à restrictions	23	(77)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	139	(715)
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de la période	587	1 562
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de la période	726	847

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés intermédiaires.*

# ENBRIDGE INC.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	643	480
Trésorerie soumise à restrictions	83	107
Comptes débiteurs et autres créances	5 668	7 053
Montants à recevoir de sociétés affiliées	75	47
Stocks	1 362	1 528
	<b>7 831</b>	<b>9 215</b>
Immobilisations corporelles, montant net	90 679	90 711
Placements à long terme	15 983	16 911
Montants reportés et autres actifs	10 638	6 442
Actifs incorporels, montant net	3 273	3 267
Écart d'acquisition	33 477	34 457
Impôts reportés	1 342	1 090
<b>Total des actifs</b>	<b>163 223</b>	<b>162 093</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme	1 251	1 444
Comptes créditeurs et autres dettes	7 599	9 518
Montants à payer à des sociétés affiliées	190	157
Intérêts à payer	611	634
Partie à court terme de la dette à long terme	3 516	2 871
	<b>13 167</b>	<b>14 624</b>
Dette à long terme	58 707	60 865
Autres passifs à long terme	9 090	7 510
Impôts reportés	10 040	9 295
	<b>91 004</b>	<b>92 294</b>
Éventualités <i>(note 14)</i>		
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables	4 321	4 067
Capitaux propres		
Capital-actions		
Actions privilégiées	7 747	7 747
Actions ordinaires <i>(1 794 et 1 695 actions en circulation au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017, respectivement)</i>	51 944	50 737
Surplus d'apport	4 346	3 194
Déficit	(3 718)	(2 468)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 9)</i>	570	(973)
Participation croisée	(102)	(102)
<b>Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.</b>	<b>60 787</b>	<b>58 135</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	7 111	7 597
	<b>67 898</b>	<b>65 732</b>
<b>Total des passifs et capitaux propres</b>	<b>163 223</b>	<b>162 093</b>

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés intermédiaires.*

# NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES (non audités)

## 1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ci-joints d'Enbridge Inc. (« nous », « nos », « notre » et « Enbridge ») ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis ») et au Règlement S-X régissant l'information financière consolidée intermédiaire. Ils ne comprennent pas toute l'information ni toutes les notes exigées conformément aux PCGR des États-Unis à l'égard d'états financiers consolidés annuels audités et il faut donc les lire en parallèle avec nos états financiers consolidés annuels audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 qui font partie de notre rapport annuel sur formulaire 10-K. De l'avis de la direction, les états financiers consolidés intermédiaires renferment tous les ajustements récurrents habituels nécessaires en vue de la présentation équitable de notre situation financière ainsi que nos résultats d'exploitation et flux de trésorerie pour les périodes intermédiaires visées. Les présents états financiers consolidés intermédiaires respectent les mêmes grandes conventions comptables que celles incluses dans nos états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 inclus dans notre rapport annuel sur formulaire 10-K, sauf en raison de l'adoption de nouvelles normes (*note 2*). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens.

Nos activités et nos résultats pour les périodes intermédiaires peuvent être soumis aux fluctuations saisonnières à l'intérieur de l'entreprise de distribution de gaz, ainsi qu'à d'autres facteurs comme l'offre et la demande de pétrole brut ou de gaz naturel et pourraient ne pas être représentatifs des résultats annuels.

Certains chiffres correspondants dans l'état consolidé des flux de trésorerie ont été reclassés afin d'en rendre la présentation conforme à celle du présent exercice. De plus, les activités au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 ayant trait aux distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle relativement à l'opération de fusion avec échange d'actions conclue entre Enbridge et Spectra Energy Corp le 27 février 2017 (l'« opération de fusion ») ont été reclassées, ce qui a donné lieu à une augmentation des activités d'investissement de 67 M\$ et à une réduction des activités de financement de 67 M\$.

## 2. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

### ADOPTION DE NOUVELLES NORMES

#### **Reclassement de certaines incidences fiscales hors du cumul des autres éléments du résultat global**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2018-02 afin de composer avec une conséquence précise de l'entrée en vigueur de la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « loi TCJA » ou la « réforme fiscale aux États-Unis ») promulguée par le gouvernement fédéral des États-Unis le 22 décembre 2017. Les modifications apportées par cette mise à jour comptable ont permis le reclassement, depuis le cumul des autres éléments du résultat global vers les résultats non distribués, des incidences fiscales en suspens attribuables à la loi TCJA. Les modifications ont éliminé les incidences fiscales en suspens découlant du remplacement du taux d'imposition fédéral historique des sociétés aux États-Unis par un nouveau taux d'imposition fédéral des sociétés. L'adoption de cette mise à jour comptable n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

#### **Clarification des directives sur la comptabilisation des modifications au traitement comptable de la rémunération à base d'actions**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2017-09 et l'avons appliquée de manière prospective. Cette nouvelle norme a été publiée pour préciser le champ d'application de la comptabilisation de modifications. Conformément à cette nouvelle directive, la comptabilisation de toutes les modifications

des attributions de rémunération à base d'actions est requise, à moins que toutes les conditions suivantes soient respectées : 1) il n'y a aucun changement à la juste valeur d'une attribution, 2) les conditions d'acquisition n'ont pas changé et 3) le classement de l'attribution en tant qu'instrument de capitaux propres ou titre de créance n'a pas changé. L'adoption de cette mise à jour comptable n'a pas eu et ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### **Amélioration de la présentation des coûts nets des prestations liés aux régimes à prestations déterminées pour une période donnée**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2017-07, laquelle a été publiée essentiellement pour améliorer la présentation dans l'état des résultats des composantes des charges de retraite nettes et des coûts nets des prestations pour une période donnée au titre des avantages postérieurs à l'emploi pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires d'une entité. Depuis l'adoption de cette mise à jour comptable, nous présentons dans les états consolidés des résultats le coût des services rendus au cours de la période à l'étude au poste « Exploitation et administration » dans les charges d'exploitation et les autres composantes des coûts nets des prestations au poste « Autres produits (charges) », dans le bénéfice d'exploitation. Auparavant, toutes les composantes des coûts nets des prestations étaient présentées dans les charges d'exploitation et d'administration. En outre, seul le coût des services rendus compris dans les coûts nets des prestations sera capitalisé de manière prospective. L'adoption de cette mise à jour comptable n'a pas eu et ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### **Clarification des directives sur la décomptabilisation et les ventes partielles d'actifs non financiers**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2017-05 selon une méthode rétrospective modifiée. La nouvelle norme précise le champ d'application des dispositions concernant les actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie selon chaque actif distinct, et modifie la directive sur la décomptabilisation d'un actif non financier distinct dans le cadre d'opérations de vente partielle. L'adoption de cette mise à jour comptable n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### **Clarification de la présentation de la trésorerie soumise à restrictions dans l'état des flux de trésorerie**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2016-18 de manière rétrospective. Cette nouvelle norme clarifie les indications sur le classement et la présentation des variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans l'état des flux de trésorerie. Les modifications exigent que ces variations soient incluses dans la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions lors du rapprochement des montants d'ouverture et de clôture présentés à l'état des flux de trésorerie. Pour le trimestre à l'étude et les périodes correspondantes de l'exercice précédent, nous avons modifié la présentation dans nos états consolidés des flux de trésorerie afin d'inclure la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

### **Simplification du classement des flux de trésorerie**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2016-15 selon une méthode rétrospective. La nouvelle norme réduit les divergences dans les pratiques de classement aux états consolidés des flux de trésorerie de certaines rentrées et sorties de trésorerie. La nouvelle directive vise huit éléments de présentation particuliers. Nous avons évalué chacun des huit éléments de présentation particuliers, et l'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

### **Comptabilisation et évaluation des actifs et des passifs financiers**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2016-01 selon une méthode prospective. La nouvelle norme porte sur certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation et de la présentation des actifs et des passifs financiers ainsi que des informations à fournir à leur égard. Les placements dans des titres de capitaux propres, exclusion faite des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de celles qui sont consolidées, ne sont plus classés dans les titres détenus à des fins de transaction ni dans les titres disponibles à la vente. Tous les placements dans des titres de capitaux propres qui ont une juste

valeur pouvant être déterminée facilement sont classés dans les placements à la juste valeur par le truchement du résultat net. Les placements dans des titres de capitaux propres dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement sont évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût moins la perte de valeur, le cas échéant, auquel sont ajoutés ou duquel sont déduits les changements résultant des variations des prix observables lors de transactions normales visant un placement identique ou similaire du même émetteur. Les placements dans des titres de capitaux propres évalués à la juste valeur sont passés en revue à chaque période de présentation de l'information financière pour déceler des indices de perte de valeur. La juste valeur des actifs et des passifs financiers est déterminée selon la notion du prix de sortie. L'adoption de cette mise à jour comptable n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

#### **Produits découlant de contrats conclus avec des clients**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2014-09 selon une méthode rétrospective modifiée aux contrats qui n'étaient pas achevés à la date d'application initiale. La nouvelle norme a été publiée dans le but de rehausser considérablement l'uniformité et la comparabilité des pratiques de comptabilisation des produits entre les entités et les secteurs. La nouvelle norme établit un modèle unique en cinq étapes fondé sur certains principes à appliquer pour tous les contrats conclus avec des clients et présente des exigences d'information nouvelles et accrues. Elle exige aussi le recours à davantage d'estimations et de jugements que les normes précédentes.

Lors de l'adoption de l'Accounting Standards Codification (« ASC ») 606, nous avons appliqué la même mesure de simplification relative aux modifications de contrats selon laquelle les contrats ayant été modifiés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 n'ont pas été retraités rétrospectivement. Nous avons plutôt reflété l'effet global de l'ensemble des modifications apportées avant le début de la première période de présentation au moment de l'identification des obligations de prestation remplies et non remplies, de la détermination du prix de transaction et de la répartition du prix de transaction entre les obligations de prestation remplies et non remplies.

Les produits étaient auparavant comptabilisés pour un contrat particulier dans le secteur Oléoducs selon une méthode s'appuyant sur une formule. Selon la nouvelle norme de comptabilisation des produits, les produits sont comptabilisés selon la méthode linéaire sur la durée de l'entente afin de refléter le degré auquel notre obligation de fournir jusqu'à un volume spécifié de capacité pipelinère pour la durée du contrat est remplie.

Certains paiements reçus de clients pour compenser le coût de construction d'actifs requis pour la prestation de services à ces clients, désignés comme des apports de soutien à la construction, étaient auparavant comptabilisés en réduction des immobilisations corporelles, peu importe si les montants étaient imposés par la réglementation ou négociés auprès des clients. Selon la nouvelle norme de comptabilisation des produits, les apports de soutien à la construction négociés dans le cadre d'une entente de prestation de services de transport et d'autres services à un client sont réputés être des paiements anticipés pour des services futurs et doivent être comptabilisés dans les produits lorsque ces services futurs sont fournis. Par conséquent, les apports de soutien à la construction négociés sont comptabilisés dans les produits reportés et constatés dans les produits sur la durée du contrat productif correspondant. Les montants devant être perçus des clients conformément aux exigences réglementaires continuent d'être comptabilisés en réduction des immobilisations corporelles.

Le tableau ci-dessous présente l'incidence cumulative non significative de l'adoption de l'ASC 606 sur l'état consolidé de la situation financière au 1<sup>er</sup> janvier 2018 pour chacun des postes touchés. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, l'incidence de l'adoption de l'ASC 606 sur l'état consolidé des résultats n'était pas significative.

	Solde au 31 décembre 2017	Ajustements en raison de l'ASC 606	Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2018
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
<b>Actifs</b>			
Montants reportés et autres actifs	6 442	(170)	6 272
Immobilisations corporelles, montant net	90 711	112	90 823
<b>Passif et capitaux propres</b>			
Comptes créditeurs et autres dettes	9 478	62	9 540
Autres passifs à long terme	7 510	66	7 576
Impôts reportés	9 295	(62)	9 233
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables	4 067	(38)	4 029
Déficit	(2 468)	(86)	(2 554)

## **FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES**

### **Directive modifiée sur les ententes de services infonuagiques**

En août 2018, l'ASU 2018-15 a été publiée pour établir des directives sur la comptabilisation des coûts engagés pour la mise en place d'une entente de services infonuagiques (« ESI ») considérée comme un contrat de service. La modification resserre l'arrimage entre la comptabilisation des frais de mise en place engagés pour les fins d'une ESI considérée comme un contrat de service et les règles encadrant la capitalisation des coûts liés au développement ou à l'obtention d'un logiciel utilisé en interne. De plus, l'ASU 2018-15 précise qu'une entité appliquerait l'ASC 350-40 portant sur les logiciels pour usage interne pour déterminer les coûts de mise en place liés à une entente d'hébergement considérée comme un contrat de service à capitaliser et ceux à passer en charges. Par ailleurs, les modifications apportées à la mise à jour exigent que les coûts capitalisés soient amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire en général sur la durée de l'entente et présentés au même poste de l'état des résultats que les frais payés pour le service d'hébergement. La nouvelle norme exige en outre que la présentation au bilan des coûts de mise en place capitalisés soit la même que celle des frais payés d'avance liés à l'entente d'hébergement et que les classements soient conformes à ceux de l'état des flux de trésorerie. L'ASU 2018-15 entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et son adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

### **Efficacité des informations à fournir**

En août 2018, le Financial Accounting Standards Board a publié deux modifications de son cadre conceptuel afin d'améliorer l'efficacité des informations à fournir dans les notes aux états financiers.

L'ASU 2018-14 a été publiée en août 2018 dans le but d'améliorer les obligations d'informations pour les employeurs qui sont promoteurs de régimes de retraite à prestations définies ou d'autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Ce document modifie les règles actuelles par l'ajout et la suppression de plusieurs obligations d'informations et la clarification des règles sur les obligations d'informations. L'ASU 2018-14 entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et son adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

L'ASU 2018-13 a été publiée pour améliorer les obligations d'informations sur les évaluations de la juste valeur en éliminant et modifiant certaines obligations d'informations et en prévoyant l'ajout de nouvelles obligations d'informations. Cette mise à jour entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise pour ce qui est des obligations d'informations supprimées ou modifiées. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

### **Améliorations à la comptabilité de couverture**

L'ASU 2017-12 a été publiée en août 2017 avec l'objectif de mieux aligner les activités de gestion des risques des entités et la comptabilité de couverture en résultant présentée dans les états financiers. Les modifications permettent la couverture de flux de trésorerie pour les éléments contractuellement spécifiés dans les postes financiers et non financiers. Conformément à cette nouvelle directive, il n'est plus nécessaire d'évaluer l'inefficacité et les variations de la juste valeur des instruments de couverture seront comptabilisées dans le même poste de l'état des résultats que l'élément couvert. La norme ASU permet de plus d'effectuer l'évaluation initiale de l'efficacité quantitative d'une couverture à n'importe quel moment au cours du trimestre pendant lequel la couverture a été désignée. Une fois l'évaluation quantitative réalisée, l'évaluation continue de l'évaluation quantitative est permise. Cette mise à jour entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019; son adoption anticipée est permise et elle doit être mise en application selon une méthode rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

### **Modification de la période d'amortissement pour certains titres de créance à prime remboursables par anticipation**

L'ASU 2017-08 a été publiée en mars 2017 dans le but de réduire la période d'amortissement à la première date de rachat pour certains titres de créance à prime. Cette mise à jour entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

### **Comptabilisation des pertes de crédit**

L'ASU 2016-13, publiée en juin 2016, vise à fournir aux utilisateurs d'états financiers plus d'information utile quant aux pertes de crédit attendues sur les instruments financiers et autres engagements de crédit détenus par une entité comptable à la date de chaque bilan. Le traitement comptable actuel fait appel à la méthode de comptabilisation des pertes subies qui reporte leur constatation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte survienne. La mise à jour prévoit l'adoption d'un nouveau modèle de perte de valeur, soit celui des pertes de crédit attendues, qui se fonde sur les pertes attendues et non sur les pertes subies. Conformément à cette nouvelle directive, une entité comptabilisera une provision correspondant à son estimation des pertes de crédit attendues, qui, selon le Financial Accounting Standards Board, se traduira par la comptabilisation en temps opportun de ces pertes. La mise à jour entre en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

### **Comptabilisation des contrats de location**

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016 en vue d'accroître la transparence et la comparabilité entre les organisations. Elle exige que les locataires aux termes de contrats de location-exploitation comptabilisent les actifs et passifs locatifs à l'état de la situation financière et qu'ils révèlent des renseignements clés additionnels au sujet des contrats de location. Par ailleurs, cette mise à jour remplace la définition actuelle de contrat de location et exige qu'une entente soit comptabilisée en tant que contrat de location lorsqu'un client a le droit d'obtenir la presque totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif ainsi que le droit de superviser l'utilisation d'un actif. Nous adopterons cette nouvelle norme le 1<sup>er</sup> janvier 2019 et nous avons l'intention d'adopter les mesures pratiques de transition auxquelles nous pouvons avoir recours relativement à cette mise à jour. Le choix d'adopter l'ensemble des mesures pratiques permet à une entité, au cours de l'exercice d'adoption, de ne pas appliquer la nouvelle norme visant les contrats de location pour les périodes correspondantes de l'exercice précédent. De plus, lorsqu'elles appliquent l'ensemble des mesures pratiques, les entités ne sont pas tenues de réévaluer a) tout contrat échu ou en vigueur afin de déterminer s'il s'agit d'un contrat de location conformément à la nouvelle directive, b) sa classification et c) si les coûts directs initiaux capitalisés conformément aux règles actuelles continuent de respecter la définition de coûts directs initiaux conformément à la nouvelle directive.

De plus, l'ASU 2018-01 a été publiée en janvier 2018 pour aborder les préoccupations des parties prenantes quant aux coûts et à la complexité du respect des dispositions transitoires des nouvelles exigences visant les contrats de location pour ce qui est des servitudes foncières. Les modifications prévoient une mesure pratique de transition facultative qui permet de ne pas évaluer les servitudes

foncières existantes ou échues qui n'ont auparavant pas été comptabilisées en tant que contrats de location aux termes des lignes directrices existantes. Nous avons l'intention de choisir cette mesure pratique relativement à l'adoption des nouvelles exigences visant les contrats de location.

L'ASU 2018-11 a été publiée en juillet 2018 pour aborder les autres préoccupations des parties prenantes en ce qui a trait à la complexité et aux coûts liés à la méthode de transition rétrospective modifiée ainsi qu'à l'exigence pour les bailleurs de séparer les composantes d'un contrat. Conformément à cette nouvelle directive, les entités peuvent avoir recours à une autre méthode de transition qui leur permet d'appliquer la nouvelle norme à la date d'adoption et de choisir de ne pas retraiter les périodes comparatives présentées. De plus, cette modification prévoit une mesure pratique qui permet aux bailleurs de choisir de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives si certaines conditions sont réunies. Nous avons l'intention de choisir la nouvelle option de transition en ce qui a trait à l'adoption des nouvelles exigences visant les contrats de location; nous continuons cependant d'évaluer la mesure pratique offerte aux bailleurs de regrouper les composantes locatives et non locatives.

Nous avons essentiellement achevé l'inventaire des contrats de location en vigueur et nous procédons à une évaluation détaillée de nos contrats de location dans le cadre des nouvelles exigences comptables. Nous croyons que le changement le plus significatif dans nos états financiers visera la comptabilisation dans notre état de la situation financière de passifs locatifs et d'un droit d'utilisation d'actifs pour ce qui est des contrats de location-exploitation. Nous poursuivons notre évaluation des changements à apporter aux processus comptables et commerciaux afin de mettre en œuvre les obligations de comptabilisation et d'informations prévues par la nouvelle norme visant les contrats de location.

### 3. PRODUITS

#### PRODUITS DÉCOULANT DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

##### Principaux produits et services

Trimestre clos le 30 septembre 2018	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits tirés du transport	2 190	979	97	—	—	—	3 266
Produits tirés du stockage et autres produits	31	53	55	—	—	—	139
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	200	—	—	—	—	200
Produits tirés de la distribution	—	—	478	—	—	—	478
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	115	—	—	115
Ventes de marchandises	—	298	—	—	—	—	298
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	2 221	1 530	630	115	—	—	4 496
Ventes de marchandises	—	—	—	—	6 621	—	6 621
Autres produits <sup>1</sup>	222	(6)	11	2	—	(1)	228
Produits intersectoriels	86	4	4	—	25	(119)	—
<b>Total des produits</b>	<b>2 529</b>	<b>1 528</b>	<b>645</b>	<b>117</b>	<b>6 646</b>	<b>(120)</b>	<b>11 345</b>

Période de neuf mois close le 30 septembre 2018	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits tirés du transport	6 327	2 889	487	—	—	—	9 703
Produits tirés du stockage et autres produits	113	164	173	—	—	—	450
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	636	—	—	—	—	636
Produits tirés de la distribution	—	—	3 260	—	—	—	3 260
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	417	—	—	417
Ventes de marchandises	—	1 630	—	—	—	—	1 630
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	6 440	5 319	3 920	417	—	—	16 096
Ventes de marchandises	—	—	—	—	19 008	—	19 008
Autres produits <sup>1</sup>	(308)	2	22	6	—	(10)	(288)
Produits intersectoriels	256	8	10	—	106	(380)	—
<b>Total des produits</b>	<b>6 388</b>	<b>5 329</b>	<b>3 952</b>	<b>423</b>	<b>19 114</b>	<b>(390)</b>	<b>34 816</b>

<sup>1</sup> Comprennent les gains (pertes) découlant de l'évaluation à la valeur de marché dans le cadre de notre programme de couverture.

Nous ventilons les produits entre des catégories qui représentent nos obligations de prestation principales au sein de chaque secteur d'activité, puisque ces catégories de produits représentent les principales sources des produits au sein de chaque secteur et sont par conséquent considérées comme étant l'information la plus pertinente sur les produits que la direction doit prendre en compte dans l'évaluation de la performance.

#### Solde des contrats

	Créances	Actifs sous contrat	Passifs sous contrat
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2018	2 475	290	992
Solde au 30 septembre 2018	1 625	267	1 203

Les actifs sous contrat représentent le montant des produits ayant été comptabilisés à titre de paiements anticipés au titre des obligations de prestation que nous avons remplies (ou partiellement remplies) et avant le moment où notre droit à la contrepartie devient inconditionnel. Les montants inscrits dans les actifs sous contrat sont virés aux comptes débiteurs lorsque notre droit à la contrepartie devient inconditionnel.

Les passifs sous contrat représentent les paiements reçus au titre des obligations de prestation qui n'ont pas été remplies. Les passifs sous contrat visent principalement les droits de rattrapage et les produits reportés. Les produits constatés pendant le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissent à respectivement 19 M\$ et 143 M\$. Les augmentations des passifs sous contrat provenant des sommes reçues, déduction faite des montants constatés dans les produits au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, ont été de respectivement 147 M\$ et 345 M\$.

## Obligations de prestation

Secteur	Nature de l'obligation de prestation
Oléoducs	<ul style="list-style-type: none"><li>• Transport et stockage de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« LGN »)</li></ul>
Transport de gaz et secteur intermédiaire	<ul style="list-style-type: none"><li>• Vente de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN</li><li>• Transport, stockage, collecte, compression et traitement de gaz naturel</li><li>• Transport de LGN</li></ul>
Distribution de gaz	<ul style="list-style-type: none"><li>• Approvisionnement et livraison de gaz naturel</li><li>• Transport de gaz naturel</li><li>• Stockage de gaz naturel</li></ul>
Énergie verte et transport	<ul style="list-style-type: none"><li>• Production et transport d'électricité</li><li>• Livraison d'électricité depuis des installations de production d'énergie renouvelable</li></ul>

Il n'y a eu, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, aucuns produits significatifs comptabilisés au titre d'obligations de prestation remplies au cours de périodes antérieures.

### Modalités de paiement

Les paiements sont reçus mensuellement des clients ayant conclu des contrats à long terme de transport, de ventes de marchandises ainsi que de collecte et de traitement de gaz. Les paiements des clients du secteur Distribution de gaz sont reçus sur une base continue en fonction de cycles de facturation préétablis.

Aux termes de certains contrats de l'entreprise extracôtière aux États-Unis, nous recevons une série de paiements mensuels fixes (« PMF ») sur une période donnée inférieure à la période au cours de laquelle les obligations de prestation sont remplies. Ainsi, une tranche des PMF est comptabilisée en tant que passif sous contrat. Les PMF ne sont pas considérés comme une entente de financement, puisque les paiements sont échelonnés de manière à coïncider avec les profils de production des champs pétroliers et gaziers extracôtiers, qui génèrent des produits supérieurs au cours des premières années de leur durée de vie productive.

### Comptabilisation des produits découlant d'obligations de prestation non remplies

Les produits découlant des obligations de prestation qui devraient être remplies au cours de périodes futures totalisent 64,7 G\$, dont des montants de 1,7 G\$ et 5,8 G\$ devraient être comptabilisés à ce titre au cours du trimestre qui sera clos le 31 décembre 2018 et de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2019, respectivement.

Les produits exclus des montants susmentionnés fondés sur les exemptions facultatives aux termes de l'ASC 606, comme il est expliqué ci-dessous, représentent une partie significative du total de nos produits et des produits découlant de contrats conclus avec des clients. Certains produits, tels que les coûts d'exploitation imputés aux expéditeurs, sont comptabilisés au montant auquel nous avons le droit de facturer à nos clients et sont exclus du montant des produits qui seront ultérieurement comptabilisés relativement aux obligations de prestation non remplies susmentionnées. La contrepartie variable est exclue des montants précités compte tenu de l'incertitude de contrepartie connexe, qui se dissipe généralement lorsque les volumes et les prix réels sont déterminés. À titre d'exemple, nous considérons les produits tirés du service de transport avec droit d'interruption comme étant des produits variables puisqu'il n'est pas possible d'estimer le volume. De plus, les montants précités ne tiennent pas compte de l'incidence de l'indexation de certains droits en fonction de l'inflation aux termes des contrats, puisqu'il n'est pas possible d'estimer les taux d'inflation futurs avec exactitude. Les produits attribuables à des périodes se prolongeant au-delà de la durée de l'entente tarifaire en vigueur pour les contrats réglementés aux termes desquels les droits sont périodiquement ajustés par l'organisme de réglementation sont exclus des montants susmentionnés puisque les droits futurs ne sont pas connus.

Enfin, les produits découlant de contrats conclus avec des clients assortis d'une durée prévue initiale d'un an ou moins sont exclus des montants susmentionnés.

## JUGEMENTS SIGNIFICATIFS EXERCÉS DANS LA COMPTABILISATION DES PRODUITS

### Contrats de transport à long terme

Dans le cas des contrats de transport à long terme, les jugements significatifs visent la période pour laquelle les produits sont constatés et le fait de savoir si le contrat confère des droits de rattrapage aux expéditeurs. Les produits de transport tirés des contrats de service garanti sont constatés au prorata sur la période contractuelle. Les produits de transport tirés des contrats de service interruptible ou fondé sur le volume sont constatés lorsque les services sont rendus.

### Estimation de la contrepartie variable

Les produits tirés d'ententes fondées sur une contrepartie variable ne sont constatés que lorsqu'il est probable que la contrepassation d'un montant significatif des produits cumulatifs comptabilisés n'aura pas lieu lorsque l'incertitude liée à la contrepartie variable se dissipera ultérieurement. Les incertitudes liées à la contrepartie variable visent principalement les différences entre les volumes et les prix estimatifs et réels. Les incertitudes sont levées chaque mois lorsque les volumes réels sont vendus ou transportés et lorsque les droits et les prix réels sont déterminés.

### Comptabilisation et évaluation des produits

Trimestre clos le 30 septembre 2018	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis <sup>1</sup>	—	298	20	—	—	318
Produits tirés des produits et services transférés progressivement <sup>2</sup>	2 221	1 232	610	115	—	4 178
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	2 221	1 530	630	115	—	4 496

Période de neuf mois close le 30 septembre 2018	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis <sup>1</sup>	—	1 630	65	—	—	1 695
Produits tirés des produits et services transférés progressivement <sup>2</sup>	6 440	3 689	3 855	417	—	14 401
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	6 440	5 319	3 920	417	—	16 096

<sup>1</sup> Produits tirés des ventes de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN.

<sup>2</sup> Produits tirés du transport de pétrole brut et de gaz naturel par pipelines, du stockage, de la collecte, de la compression et du traitement de gaz naturel, de la distribution de gaz naturel, des services de stockage de gaz naturel et des ventes d'électricité.

### Obligations de performance remplies à un moment précis

Les produits tirés de la vente de marchandises lorsque ces dernières ne sont pas immédiatement consommées avant leur utilisation sont comptabilisés à un moment précis lorsque le volume de marchandises contractuellement spécifié a été livré et le contrôle des marchandises est transféré au client au moment de la livraison.

**Obligations de prestation remplies progressivement**

Dans le cas des ententes prévoyant le transport et la vente de produits pétroliers et de gaz naturel selon lesquelles les services de transport ou les marchandises sont simultanément reçus et consommés par l'expéditeur ou le client, nous constatons les produits progressivement au moyen d'une méthode de sortie en fonction des volumes de marchandises livrés ou transportés. La mesure des volumes transportés ou livrés correspond directement aux avantages reçus par les expéditeurs ou les clients au cours de cette période.

**Détermination des prix de transaction**

Les prix des services de traitement et de transport de gaz sont déterminés en fonction du coût en capital des installations, des pipelines et des infrastructures connexes requises pour fournir de tels services majoré d'un taux de rendement sur le capital investi établi par voie de négociations avec les clients ou des processus réglementaires pour les activités assujetties à la réglementation des tarifs.

Les prix des marchandises vendues sont déterminés par référence aux indices de prix du marché majorés ou diminués d'un écart de prix négocié et, dans certains cas, de droits de commercialisation.

Les prix du gaz naturel vendu et des services de distribution fournis par des entreprises de distribution de gaz naturel réglementées sont prescrits par règlement.

## 4. INFORMATIONS SECTORIELLES

En date du 31 décembre 2017, nous avons remplacé la mesure que nous utilisons pour calculer le bénéfice net sectoriel par le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement. Nous utilisons auparavant le bénéfice avant intérêts et impôts. Nous avons également renommé le secteur Gazoducs et traitement, qui est devenu le secteur Transport de gaz et services intermédiaires. La présentation des tableaux de l'exercice précédent a été modifiée pour la rendre conforme à celle de l'exercice à l'étude.

Trimestre clos le 30 septembre 2018 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
Produits	2 529	1 528	645	117	6 646	(120)	11 345
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(5)	(270)	(137)	—	(6 726)	121	(7 017)
Exploitation et administration	(790)	(519)	(263)	(38)	(17)	(25)	(1 652)
Perte de valeur d'actifs	—	—	—	(4)	—	—	(4)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	(1 019)	—	—	—	—	(1 019)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	131	262	(12)	(6)	3	—	378
Autres produits (charges)	10	(42)	23	(18)	(2)	53	24
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	1 875	(60)	256	51	(96)	29	2 055
Amortissement							(799)
Charge d'intérêts							(696)
Charge d'impôts							(347)
Bénéfice							213
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	651	413	311	6	—	(19)	1 362

Trimestre clos le 30 septembre 2017 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
Produits	2 324	1 862	716	109	4 284	(68)	9 227
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(5)	(703)	(242)	1	(4 421)	68	(5 302)
Exploitation et administration	(770)	(498)	(246)	(42)	(11)	(20)	(1 587)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	118	162	(3)	—	3	—	280
Autres produits (charges)	36	33	15	—	(5)	146	225
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	1 703	856	240	68	(150)	126	2 843
Amortissement							(848)
Charge d'intérêts							(653)
Charge d'impôts							(327)
Bénéfice							1 015
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	529	1 052	302	64	—	22	1 969

Période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires						Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	
Produits	6 388	5 329	3 952	423	19 114	(390)	34 816
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(14)	(1 481)	(1 969)	—	(18 965)	392	(22 037)
Exploitation et administration	(2 251)	(1 560)	(782)	(104)	(50)	(182)	(4 929)
Perte de valeur d'actifs	(154)	(913)	—	(4)	—	(5)	(1 076)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	—	(1 019)	—	—	—	—	(1 019)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	399	699	(5)	(27)	10	—	1 076
Autres produits (charges)	(15)	25	66	(2)	(1)	(183)	(110)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	4 353	1 080	1 262	286	108	(368)	6 721
Amortissement							(2 452)
Charge d'intérêts							(2 042)
Charge d'impôts							(177)
Bénéfice							2 050
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	1 776	2 105	733	30	—	(11)	4 633

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires						Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	
Produits	6 722	5 051	3 322	386	16 272	(264)	31 489
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(13)	(2 053)	(1 740)	4	(16 251)	268	(19 785)
Exploitation et administration	(2 214)	(1 305)	(676)	(123)	(34)	(432)	(4 784)
Quote-part du bénéfice des satellites	312	427	10	2	5	(4)	752
Autres produits (charges)	33	143	21	1	(3)	244	439
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	4 840	2 263	937	270	(11)	(188)	8 111
Amortissement							(2 388)
Charge d'intérêts							(1 704)
Charge d'impôts							(818)
Bénéfice							3 201
Dépenses en immobilisations <sup>1</sup>	1 723	3 081	794	293	1	90	5 982

<sup>1</sup> Comprennent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

## 5. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE

### RÉSULTAT DE BASE

Le résultat par action ordinaire correspond au résultat attribuable aux actions ordinaires, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2018 et 2017, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été réduit de 13 millions d'actions, soit notre participation moyenne pondérée dans notre propre capital-actions ordinaire découlant de notre participation croisée dans Noverco Inc.

### RÉSULTAT DILUÉ

L'effet de dilution des options d'achat d'actions est déterminé à l'aide de la méthode du rachat d'actions. Cette méthode suppose que tout produit de l'exercice d'options sur actions est utilisé pour racheter des actions ordinaires au cours moyen de la période.

Voici les nombres moyens pondérés d'actions ordinaires en circulation utilisés pour le calcul du résultat de base et du résultat dilué par action ordinaire :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>				
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	1 705	1 635	1 695	1 482
Effet dilutif des options	3	7	4	8
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	1 708	1 642	1 699	1 490

Pour les trimestres clos les 30 septembre 2018 et 2017, 21 081 642 et 12 917 175 options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 52,17 \$ et 56,79 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017, 27 069 810 et 13 293 044 options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 50,37 \$ et 57,50 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

## 6. ACQUISITIONS ET CESSIONS

### ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

#### Entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel

Le 4 juillet 2018, nous avons conclu avec Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels des ententes visant la vente de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en contrepartie d'un montant en trésorerie d'environ 4,3 G\$, sous réserve des ajustements de clôture habituels. Des ententes distinctes ont été conclues pour les installations actuellement assujetties à la réglementation provinciale et celles soumises à la réglementation fédérale (collectivement, les « entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel »). Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, nous avons conclu la vente des installations sous réglementation provinciale pour un produit d'environ 2,5 G\$. Ces actifs faisaient partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires. La vente des installations sous réglementation fédérale devrait se conclure vers le milieu de 2019 pour un produit d'environ 1,8 G\$.

Au troisième trimestre de 2018, nous avons classé les entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel dans les actifs détenus en vue de la vente. Puisque ces actifs représentent une partie d'une unité d'exploitation, nous avons attribué une partie de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation à ces actifs selon une approche basée sur la juste valeur relative. Par suite de l'affectation de l'écart d'acquisition, la valeur comptable des actifs des entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel est supérieure à la contrepartie reçue pour la vente diminuée du coût de la vente. Par conséquent, nous avons constaté une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ aux

états consolidés des résultats pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018. De plus, le classement en tant qu'actifs détenus en vue de la vente représentait un élément déclencheur nécessitant l'application d'un test de dépréciation pour l'unité d'exploitation visée. Les résultats du test n'ont révélé aucune perte de valeur supplémentaire.

### Canalisation 10 du pipeline de pétrole brut

Au premier trimestre de 2018, nous avons rempli la condition énoncée dans nos ententes visant la vente de la canalisation 10 de notre pipeline de pétrole brut (« canalisation 10 »), qui a son point de départ près de Hamilton, en Ontario, et aboutit à West Seneca, dans l'État de New York. Nos filiales, Pipelines Enbridge Inc. et Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), détiennent respectivement le tronçon canadien et le tronçon américain de la canalisation 10, et les actifs connexes font partie de notre secteur Oléoducs.

Nous prévoyons conclure la vente de la canalisation 10 d'ici un an, sous réserve des approbations des organismes de réglementation et de certaines conditions de clôture. Ainsi, durant le premier trimestre de 2018, nous avons classé les actifs de la canalisation 10 en tant qu'actifs détenus en vue de la vente et les avons évalués à leur valeur comptable ou à leur juste valeur déduction faite des coûts de vente, selon le moins élevé des deux montants. Il en est résulté une perte de 154 M\$ (montant de 95 M\$ après impôts nous revenant) incluse dans le poste « Perte de valeur d'actifs » aux états consolidés des résultats pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018.

Le tableau ci-après résume les actifs détenus en vue de la vente présentés dans nos états consolidés de la situation financière.

	<b>30 septembre 2018</b>	31 décembre 2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes débiteurs et autres créances (actifs à court terme détenus en vue de la vente)	<b>154</b>	424
Montants reportés et autres actifs (actifs à long terme détenus en vue de la vente) <sup>1</sup>	<b>4 841</b>	1 190
Comptes créditeurs et autres dettes (passifs à court terme détenus en vue de la vente)	<b>(70)</b>	(315)
Autres passifs à long terme (passifs à long terme détenus en vue de la vente) <sup>2</sup>	<b>(430)</b>	(34)
<b>Actifs détenus en vue de la vente, montant net</b>	<b>4 495</b>	1 265

<sup>1</sup> Les montants reportés et autres actifs au 30 septembre 2018 comprennent des immobilisations corporelles de 4,1 G\$ et un écart d'acquisition de 482 M\$. Les montants reportés et autres actifs au 31 décembre 2017 comprennent des immobilisations corporelles de 1,1 G\$.

<sup>2</sup> Les autres passifs à long terme au 30 septembre 2018 comprennent des passifs d'impôts reportés de 329 M\$.

## CESSIONS

### Actifs d'énergie renouvelable

Le 1 août 2018, nous avons réalisé la vente d'une participation de 49 % de l'ensemble de nos actifs d'énergie renouvelable au Canada, d'une participation de 49 % dans deux actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis et de 49 % de notre participation dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent, tous deux actuellement en construction en Allemagne (collectivement, les « actifs d'énergie renouvelable ») à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« OIRPC »). Le produit en trésorerie total de l'opération était de 1,75 G\$. De plus, l'OIRPC financera sa participation proportionnelle du solde des dépenses en immobilisations dans le cadre du projet éolien extracôtier Hohe See. Nous maintiendrons une participation de 51 % dans les actifs d'énergie renouvelable et nous continuerons d'assurer la gestion et l'exploitation des actifs et de fournir des services administratifs connexes.

Une perte de cession de 20 M\$ (14 M€) figure au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats au titre de la vente de notre participation de 49 % dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent. Postérieurement à la vente, le reste des participations

dans ces actifs demeure un placement comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation au sein de notre secteur Énergie verte et transport.

Des gains de 62 M\$ et de 17 M\$ (13 M\$ US) ont été inclus au poste « Surplus d'apport » aux états consolidés de la situation financière au titre de la vente d'une participation de 49 % respectivement dans nos actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis. Postérieurement à la vente, ces actifs continuent d'être consolidés et font partie de notre secteur Énergie verte et transport puisque nous avons conservé une participation donnant le contrôle. De plus, nous avons inscrit des participations ne donnant pas le contrôle aux états consolidés de la situation financière au 30 septembre 2018 pour tenir compte des participations que nous ne détenons pas (*note 10*).

Par ailleurs, un recouvrement d'impôts reportés de 267 M\$ (196 M\$ nous revenant) a été comptabilisé pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 en raison de l'entente conclue au sujet des actifs d'énergie renouvelable (*note 12*).

Dans le cadre de la vente des actifs d'énergie renouvelable, nous détenons de nouvelles entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») consolidées et non consolidées (*note 7*).

### **Midcoast Operating, L.P.**

Le 1<sup>er</sup> août 2018, notre filiale indirecte, Enbridge (U.S.) Inc. a réalisé la vente de Midcoast Operating, L.P. et de ses filiales (collectivement, « MOLP ») à AL Midcoast Holdings, LLC (société affiliée à ArcLight Capital Partners, LLC) pour un produit au comptant total de 1,4 G\$ (1,1 G\$ US). Une perte à la cession de 74 M\$ (57 M\$ US) est incluse dans le poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats. MOLP exerçait nos activités de collecte, de traitement, de transport et de commercialisation du gaz naturel et des liquides de gaz naturel aux États-Unis et faisait partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

À la clôture de la vente, nous avons de plus constaté un passif de 387 M\$ (298 M\$ US) au titre des engagements futurs quant au volume que nous avons conservés. La perte connexe est incluse dans la perte à la cession de 74 M\$ dont il est question ci-dessus. Au 30 septembre 2018, des montants de 75 M\$ (58 M\$ US) et de 306 M\$ (237 M\$ US) ont été inclus respectivement aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » et « Autres passifs à long terme » aux états consolidés de la situation financière.

Au deuxième trimestre de 2018, notre placement comptabilisé selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation dans le réseau pipelinier de transport de LGN Texas Express, ainsi que les actifs de MOLP détenus en vue de la vente depuis le 31 décembre 2017 répondaient aux conditions requises pour être classés comme actifs détenus en vue de la vente. La valeur comptable du réseau pipelinier de transport de LGN Texas Express, soit 447 M\$, et un écart d'acquisition attribué de 262 M\$ ont été inclus dans le groupe d'actifs destinés à être sortis au 30 juin 2018 et ils ont par la suite été cédés le 1<sup>er</sup> août 2018.

Au premier trimestre de 2018, par suite de la conclusion d'une entente de vente définitive, la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente au 31 mars 2018 a été révisée en fonction du prix de vente. Par conséquent, nous avons inscrit une perte de 913 M\$ (701 M\$ après impôts). Cette perte a été incluse au poste « Perte de valeur d'actifs » aux états consolidés des résultats du semestre clos le 30 septembre 2018.

## 7. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Par suite de la vente de nos actifs d'énergie renouvelable (note 6), nous détenons de nouvelles EDDV consolidées et non consolidées.

### RÉSULTATS CONSOLIDÉS DE L'ENTITÉ À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

#### **Enbridge Canadian Renewable LP (« ECRLP »)**

Pour faciliter la vente le 1<sup>er</sup> août 2018, nos filiales et nous avons transféré les actifs d'énergie renouvelable au Canada à une société de personnes nouvellement constituée, ECRLP. Par la suite, une participation de 49 % dans ECRLP a été vendue à l'OIRPC. ECRLP est une EDDV puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Puisque nous avons le pouvoir de diriger les activités d'ECRLP, nous sommes exposés à des risques de pertes et nous avons le droit de recevoir des avantages d'ECRLP en qualité de principal bénéficiaire. Nous consolidons l'EDDV en raison de notre participation financière donnant le contrôle indirecte dans l'EDDV.

Au 30 septembre 2018, la valeur comptable du total des actifs et des passifs d'ECRLP aux états consolidés de la situation financière s'établit respectivement à 2,1 G\$ et 45 M\$. Les créanciers de l'EDDV n'ont aucun recours contre notre crédit général, autre que par le truchement des actifs nominaux de la société de portefeuille sous la forme de la participation de commandité. Nous n'avons pas fourni un soutien financier supplémentaire à ECRLP au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018.

### RÉSULTATS NON CONSOLIDÉS D'UNE ENTITÉ À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

#### **Enbridge Renewable Infrastructure Investments S.a.r.l. (« ERII »)**

Pour faciliter la vente le 1<sup>er</sup> août 2018, nous avons transféré notre participation dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent à une société de personnes nouvellement constituée, ERII. Par la suite, une participation de 49 % dans ERII a été vendue à l'OIRPC. ERII est une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. Nous ne sommes pas le principal bénéficiaire d'ERII, car le pouvoir de diriger les activités d'ERII qui influent le plus sur son rendement économique est partagé. Nous avons recours à la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour ERII puisque nous exerçons une influence notable sur la prise de décisions importantes par le truchement d'une participation avec droits de vote de 51 %.

Au 30 septembre 2018, la valeur comptable d'ERII s'établit à 118 M\$ (79 M€) et elle est incluse au poste « Placements à long terme » aux états consolidés de la situation financière. Le poste « Montants reportés et autres actifs » aux états consolidés de la situation financière au 30 septembre 2018 comprend un montant à recevoir à long terme de 416 M\$ (277 M€) lié au prêt que nous avons consenti à une filiale d'ERII. L'exposition maximale au risque de perte découlant de notre participation dans ERII se chiffre à 534 M\$ (356 M€), soit un montant égal à la valeur comptable du placement à long terme majoré du montant à recevoir dont il est question ci-dessus.

### AUTRES

#### **Sabal Trail Transmission, LLC**

Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») détient une participation de 50 % dans Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabal Trail »), une coentreprise qui exploite un pipeline transportant du gaz naturel de l'Alabama vers la Floride qui a été classée comme une entité à détenteurs de droits variables.

Le 30 avril 2018, Sabal Trail a émis des billets de premier rang à 4,246 % échéant en 2028 d'un montant en capital global de 500 M\$ US, des billets de premier rang à 4,682 % échéant en 2038 d'un montant en capital global de 600 M\$ US et des billets de premier rang à 4,832 % échéant en 2048 d'un montant en capital global de 400 M\$ US. Sabal Trail a distribué le produit net de ces émissions à ses membres à titre de remboursement partiel des coûts de construction et d'aménagement engagés par les membres. Le montant net de la distribution versée à SEP était de 744 M\$ US et a été affecté au remboursement de la dette; ce montant est inclus au poste « Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs » à l'état consolidé des flux de trésorerie pour la période de neuf mois

close le 30 septembre 2018. Ces événements ont donné lieu à un réexamen et, par conséquent, Sabal Trail n'était plus une EDDV au 30 juin 2018, puisqu'elle ne possédait pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités.

## 8. DETTE

### FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 30 septembre 2018.

	Dates d'échéance	30 septembre 2018		
		Total des facilités	Prélève- ments <sup>1</sup>	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2019-2023	5 602	2 330	3 272
Enbridge (U.S.) Inc.	2019	1 829	—	1 829
Enbridge Energy Partners, L.P. <sup>2</sup>	2019-2022	3 167	2 210	957
Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)	2019-2020	1 017	779	238
Enbridge Income Fund	2020	1 500	9	1 491
Pipelines Enbridge Inc.	2020	3 000	1 214	1 786
Spectra Energy Partners, LP <sup>3</sup>	2022	3 232	2 153	1 079
Union Gas Limited (« Union Gas »)	2021	700	481	219
<b>Total des facilités de crédit engagées</b>		<b>20 047</b>	<b>9 176</b>	<b>10 871</b>

<sup>1</sup> Comprennent des montants prélevés sur les facilités de crédit, des lettres de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par les facilités de crédit.

<sup>2</sup> Comprennent des engagements de 239 M\$ (185 M\$ US) qui viennent à échéance en 2020.

<sup>3</sup> Comprennent des engagements de 435 M\$ (336 M\$ US) qui viennent à échéance en 2021.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, Enbridge (U.S.) Inc. a résilié une facilité de crédit de 500 M\$ US dont l'échéance était en 2019 et a remboursé les montants prélevés sur cette facilité. De plus, une facilité de crédit de 100 M\$ US inutilisée d'Enbridge est arrivée à échéance.

Au cours du premier trimestre de 2018, Enbridge a résilié une facilité de crédit de 650 M\$ US dont l'échéance était en 2019 et a remboursé les montants prélevés sur cette facilité. Par ailleurs, Enbridge (U.S.) Inc. a résilié une facilité de crédit inutilisée de 950 M\$ US venant à échéance en 2019.

Au cours du premier trimestre de 2018, Westcoast Energy Inc. a résilié une facilité de crédit inutilisée de 400 M\$. Cette dernière avait été acquise dans le cadre de l'opération de fusion et contractée auprès d'un syndicat de banques et son échéance était en 2021.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous disposons de facilités de crédit à vue non engagées de 790 M\$, sur lesquelles un montant de 564 M\$ était inutilisé au 30 septembre 2018. Au 31 décembre 2017, nous détenions des facilités de crédit non engagées de 792 M\$, sur lesquelles un montant de 518 M\$ était inutilisé.

Nos facilités de crédit sont assujetties à une commission d'engagement moyenne pondérée de 0,2 % par an sur la tranche inutilisée. Les montants prélevés portent intérêt aux taux en vigueur sur le marché. Certaines facilités de crédit servent de filet de sécurité aux billets de trésorerie, et nous pouvons prolonger l'échéance des facilités de crédit, qui s'établit à ce moment-ci entre 2019 et 2023.

Aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit, déduction faite des emprunts à court terme et des facilités de crédit non renouvelables qui arrivent à échéance dans moins d'un an de respectivement 7 534 M\$ et 10 055 M\$, étaient appuyés par les montants disponibles aux termes des facilités de crédit à long terme engagées. Par conséquent, ils ont été classés dans la dette à long terme.

## ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, nous avons émis les titres de créance à long terme suivants :

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Mars 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en 2078 <sup>1</sup>	850 \$ US
	Avril 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en 2078 <sup>2</sup>	750 \$
	Avril 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en 2078 <sup>3</sup>	600 \$ US
Spectra Energy Partners, LP <sup>4</sup>			
	Janvier 2018	Billets de premier rang à 3,50 % échéant en 2028	400 \$ US
	Janvier 2018	Billets de premier rang à 4,15 % échéant en 2048	400 \$ US

1 Les billets viennent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation après 10 ans. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,25 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à égaler le taux interbancaire offert à Londres (le « taux LIBOR ») à trois mois majoré de 364 points de base de la 10<sup>e</sup> à la 30<sup>e</sup> année et de 439 points de base de la 30<sup>e</sup> à la 60<sup>e</sup> année.

2 Les billets viennent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation après 10 ans. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,625 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à égaler le Canadian Dollar Offered Rate majoré de 432 points de base de la 10<sup>e</sup> à la 30<sup>e</sup> année et de 507 points de base de la 30<sup>e</sup> à la 60<sup>e</sup> année.

3 Les billets viennent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation après cinq ans. Pour les cinq premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,375 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à égaler le taux LIBOR à trois mois majoré de 359 points de base de la 5<sup>e</sup> à la 10<sup>e</sup> année, de 384 points de base de la 10<sup>e</sup> à la 25<sup>e</sup> année et de 459 points de base de la 25<sup>e</sup> à la 60<sup>e</sup> année.

4 Émises par l'entremise de Texas Eastern Transmission, LP, filiale en propriété exclusive en exploitation de SEP.

## REMBOURSEMENTS SUR LA DETTE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre, nous avons effectué les remboursements suivants sur notre dette à long terme :

Société	Date de remboursement		Montant du capital	Contrepartie en trésorerie <sup>1</sup>
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
Enbridge Energy Partners, L.P.	Avril 2018	Billets de premier rang à 6,50 %	400 \$ US	
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C	Juin 2018	Billets à moyen terme à 3,98 % échéant en juin 2040	20 \$ US	
Enbridge Southern Lights LP	Janvier 2018	Billets à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	9 \$	
	Juillet 2018	Billets à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	8 \$	
Midcoast Energy Partners, L.P.	Rachat <sup>2</sup>			
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 3,56 % échéant en septembre 2019	75 \$ US	76 \$ US
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 4,04 % échéant en septembre 2021	175 \$ US	182 \$ US
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 4,42 % échéant en septembre 2024	150 \$ US	161 \$ US
Spectra Energy Capital, LLC	Rachat par voie d'offre publique d'achat <sup>2</sup>			
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 6,75 % échéant en 2032	64 \$ US	80 \$ US
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 7,50 % échéant en 2038	43 \$ US	59 \$ US
	Rachat <sup>2</sup>			
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 5,65 % échéant en 2020	163 \$ US	172 \$ US
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 3,30 % échéant en 2023	498 \$ US	508 \$ US
	Remboursement			
	Avril 2018	Billets de premier rang à 6,20 %	272 \$ US	
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 6,75 %	118 \$ US	
Spectra Energy Partners, LP	Septembre 2018	Billets de premier rang à 2,95 %	500 \$ US	
Union Gas Limited	Avril 2018	Billets à moyen terme à 5,35 %	200 \$	
	Août 2018	Débeture à 8,75 %	125 \$	
Westcoast Energy Inc.	Mai 2018	Billets garantis de premier rang à 6,90 %	13 \$	
	Mai 2018	Billets garantis de premier rang à 4,34 %	4 \$	
	Septembre 2018	Débeture à 8,50 %	150 \$	

<sup>1</sup> La contrepartie en trésorerie est présentée lorsque le montant diffère du montant du capital.

<sup>2</sup> La perte de 64 M\$ (50 M\$ US) découlant de l'extinction de la dette, déduction faite d'un ajustement de juste valeur comptabilisé à la conclusion de l'opération de fusion, a été comptabilisée dans la charge d'intérêts aux états consolidés des résultats.

## BILLETS À TERME SUBORDONNÉS

Aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017, les billets à terme subordonnés à taux fixe-variable avaient un capital de respectivement 7 053 M\$ et 4 344 M\$.

## AJUSTEMENT DE LA JUSTE VALEUR

Au 30 septembre 2018, l'ajustement net de la juste valeur pour la dette totale prise en charge dans le cadre de l'opération de fusion était de 975 M\$. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le

30 septembre 2018, l'amortissement de l'ajustement de la juste valeur constaté en réduction de la charge d'intérêts aux états consolidés des résultats s'établissait à respectivement 23 M\$ et 112 M\$.

### CLAUSES RESTRICTIVES

Nos ententes de facilité de crédit et conventions d'emprunts à terme comprennent des dispositions en cas de défaut et des clauses restrictives standards, en application desquelles un remboursement accéléré ou la résiliation des ententes peuvent être exigés si nous nous trouvons en situation de défaut de paiement ou contrevenons à certaines clauses restrictives. Au 30 septembre 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives et prévoyons continuer de nous y conformer.

## 9. COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau qui suit présente les variations du cumul des autres éléments du résultat global attribuables à nos porteurs d'actions ordinaires pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017 :

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortis- sement des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2018	(644)	(139)	77	10	(277)	(973)
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	167	(232)	1 495	(8)	—	1 422
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	92	—	—	—	—	92
Contrats sur marchandises <sup>2</sup>	(1)	—	—	—	—	(1)
Contrats de change <sup>3</sup>	6	—	—	—	—	6
Autres contrats <sup>4</sup>	10	—	—	—	—	10
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés <sup>5</sup>	—	—	—	—	36	36
	274	(232)	1 495	(8)	36	1 565
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(26)	32	—	9	—	15
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(29)	—	—	—	(8)	(37)
	(55)	32	—	9	(8)	(22)
Solde au 30 septembre 2018	(425)	(339)	1 572	11	(249)	570

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortis- sement des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2017	(746)	(629)	2 700	37	(304)	1 058
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	29	496	(2 616)	(4)	—	(2 095)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	104	—	—	—	—	104
Contrats sur marchandises <sup>2</sup>	(5)	—	—	—	—	(5)
Contrats de change <sup>3</sup>	(2)	—	—	—	—	(2)
Autres contrats <sup>4</sup>	(3)	—	—	—	—	(3)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés <sup>5</sup>	—	—	—	—	21	21
	123	496	(2 616)	(4)	21	(1 980)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(9)	9	—	13	—	13
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(34)	—	—	—	(8)	(42)
	(43)	9	—	13	(8)	(29)
<b>Solde au 30 septembre 2017</b>	<b>(666)</b>	<b>(124)</b>	<b>84</b>	<b>46</b>	<b>(291)</b>	<b>(951)</b>

1 Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

2 Montant comptabilisé au poste « Coûts des marchandises » aux états consolidés des résultats.

3 Montant comptabilisé dans les autres produits (charges) aux états consolidés des résultats.

4 Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

5 Ces composantes sont comprises dans le calcul des charges de retraite périodiques nettes et sont constatées dans les autres produits (charges) aux états consolidés des résultats.

## 10. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

### Actifs d'énergie renouvelable

Le 1<sup>er</sup> août 2018, nous avons réalisé la vente à l'OIRPC d'une participation de 49 % dans l'ensemble de nos actifs de production d'énergie renouvelable au Canada et d'une participation de 49 % dans deux actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis (note 6). Par conséquent, nous avons comptabilisé une augmentation des participations ne donnant pas le contrôle, du surplus d'apport et des passifs d'impôts reportés de respectivement 1 183 M\$, 79 M\$ et 27 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, les distributions et la répartition des bénéfices de l'OIRPC n'étaient pas proportionnelles à la participation.

### Droits de distribution incitatifs de SEP

Au 31 décembre 2017, nous détenions collectivement une participation de 75 % dans SEP ainsi que la totalité des droits de distribution incitatifs (« DDI ») de SEP. Le 22 janvier 2018, Enbridge et SEP ont annoncé la conclusion d'une convention définitive, aux termes de laquelle nous avons converti la totalité de nos DDI et de nos participations économiques de commandité dans SEP contre 172,5 millions de parts ordinaires de SEP nouvellement émises. Dans le cadre de l'opération, la totalité des DDI a été éliminée. Nous détenons maintenant une participation de commandité non économique dans SEP et environ 403 millions de ses parts ordinaires, ce qui représente quelque 83 % des parts ordinaires en circulation de SEP. Par suite de cette restructuration, nous avons constaté une réduction des participations ne donnant pas le contrôle de 1,5 G\$ et des augmentations du surplus d'apport et des passifs d'impôts reportés de respectivement 1,1 G\$ et 333 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018.

## **11. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS**

### **RISQUES DE MARCHÉ**

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours de nos actions (collectivement, les « risques de marché ») ont une incidence sur notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global. Des politiques, processus et systèmes de gestion des risques officiels ont été conçus afin d'atténuer de tels risques.

Les types de risque de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques qui suivent, nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

#### **Risque de change**

Nous générons certains produits, constatons des charges et détenons un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

Nous utilisons des instruments financiers dérivés pour couvrir le bénéfice libellé en devises. Nous avons recours à une combinaison d'instruments financiers admissibles et non admissibles pour couvrir les produits et les charges libellés en devises prévus ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. Nous couvrons certains investissements nets pour les placements et les filiales libellés en dollars américains en ayant recours à des contrats de change dérivés et des titres de créance libellés en dollars américains.

#### **Risque de taux d'intérêt**

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur notre dette à taux variable, soit essentiellement nos billets de trésorerie. Pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, nous avons recours à des swaps taux fixe-taux variable. Nous avons mis en place un programme qui nous permet d'atténuer de façon importante l'incidence de la volatilité des taux à court terme sur notre charge d'intérêts, au moyen de swaps taux fixe-taux variable au taux moyen de 2,6 %.

En raison de l'opération de fusion, nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux fixe-taux variable comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe. Nous avons repris au sein de nos filiales un programme visant à limiter l'incidence des fluctuations de la juste valeur des titres à revenu fixe à l'aide de swaps taux fixe-taux variable au taux moyen de 2,2 %.

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres de créance à taux fixes que nous émettrons. Nous pouvons recourir à des swaps sur taux d'intérêt différés pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt. Nous avons repris dans certaines de nos filiales un programme afin d'atténuer de façon importante notre exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur certaines émissions de titres de créance prévues au moyen de swaps taux fixe-taux variable au taux moyen de 3,1 %.

Nous surveillons aussi la proportion relative de nos emprunts à taux fixe et à taux variable pour gérer la dette consolidée, à savoir des emprunts à taux variable représentant un pourcentage total de la dette en cours. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt.

#### **Risque lié au prix des marchandises**

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de nos participations dans certains actifs et placements et des activités que réalisent nos filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les

LGN. Nous avons recours à des instruments dérivés financiers et physiques pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable résultant d'opérations physiques visant ces marchandises. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés non admissibles pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

#### **Risque lié au prix des quotas d'émission**

Le risque lié au prix des quotas d'émission est le risque de gain ou de perte causé par les fluctuations du prix du marché des quotas d'émission que notre entreprise de distribution de gaz est tenue d'acheter pour elle-même et pour la plupart des clients afin de respecter les obligations en matière de conformité relative aux gaz à effet de serre dans le cadre du Programme de plafonnement et d'échange du gouvernement de l'Ontario. Comme le cadre d'approvisionnement en gaz, le cadre de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») relatif à l'achat de quotas d'émission permet le recouvrement des fluctuations du prix des quotas d'émission dans les tarifs facturés aux consommateurs, sous réserve de l'approbation de la CÉO.

#### **Risque sur le cours des actions**

Le risque sur le cours des actions est le risque de voir les résultats fluctuer par suite de variations du cours de notre action. Nous sommes exposés au risque lié au cours de notre action ordinaire du fait de l'attribution de diverses formes de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur les résultats du fait de la réévaluation des unités en circulation à chaque période. Nous avons recours à des dérivés sur actions pour gérer la volatilité des résultats découlant d'une forme de rémunération à base d'actions, les unités d'action restreintes. Nous utilisons une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles pour gérer le risque sur le cours des actions.

#### **TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS**

Le tableau ci-après présente la valeur comptable de nos instruments dérivés et les postes des états consolidés de la situation financière où ils sont comptabilisés.

Nous avons généralement pour politique de conclure des contrats distincts de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. ou des contrats sur dérivés similaires avec la majorité de nos contreparties sur dérivés financiers. Ces contrats prévoient le règlement net d'instruments dérivés en cours avec certaines contreparties en cas de faillite ou d'autres incidents de crédit graves, et réduisent donc notre exposition au risque de défaillance sur des positions en cours sur des actifs dérivés financiers avec les contreparties dans ces situations particulières. Le tableau ci-après présente le montant maximal du règlement qui pourrait être reçu advenant ces circonstances particulières. Tous les montants bruts sont présentés dans les états consolidés de la situation financière.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement net	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de juste valeur	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
<b>30 septembre 2018</b>							
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
<b>Comptes débiteurs et autres créances</b>							
Contrats de change	—	1	—	66	67	(49)	18
Contrats de taux d'intérêt	49	—	—	—	49	(3)	46
Contrats sur marchandises	1	—	—	119	120	(85)	35
	<b>50</b>	<b>1</b>	<b>—</b>	<b>185</b>	<b>236</b>	<b>(137)</b>	<b>99</b>
<b>Montants reportés et autres actifs</b>							
Contrats de change	4	—	—	39	43	(29)	14
Contrats de taux d'intérêt	42	—	—	—	42	(1)	41
Contrats sur marchandises	18	—	—	12	30	(25)	5
Autres contrats	—	—	—	—	—	—	—
	<b>64</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>51</b>	<b>115</b>	<b>(55)</b>	<b>60</b>
<b>Comptes créditeurs et autres dettes</b>							
Contrats de change	(5)	—	—	(371)	(376)	49	(327)
Contrats de taux d'intérêt	(50)	—	(9)	(179)	(238)	3	(235)
Contrats sur marchandises	—	—	—	(411)	(411)	85	(326)
Autres contrats	(1)	—	—	(8)	(9)	—	(9)
	<b>(56)</b>	<b>—</b>	<b>(9)</b>	<b>(969)</b>	<b>(1 034)</b>	<b>137</b>	<b>(897)</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>							
Contrats de change	—	(11)	—	(1 420)	(1 431)	29	(1 402)
Contrats de taux d'intérêt	(6)	—	(3)	—	(9)	1	(8)
Contrats sur marchandises	—	—	—	(153)	(153)	25	(128)
Autres contrats	(3)	—	—	(4)	(7)	—	(7)
	<b>(9)</b>	<b>(11)</b>	<b>(3)</b>	<b>(1 577)</b>	<b>(1 600)</b>	<b>55</b>	<b>(1 545)</b>
<b>Total des actifs (passifs) dérivés, montant net</b>							
Contrats de change	(1)	(10)	—	(1 686)	(1 697)	—	(1 697)
Contrats de taux d'intérêt	35	—	(12)	(179)	(156)	—	(156)
Contrats sur marchandises	19	—	—	(433)	(414)	—	(414)
Autres contrats	(4)	—	—	(12)	(16)	—	(16)
	<b>49</b>	<b>(10)</b>	<b>(12)</b>	<b>(2 310)</b>	<b>(2 283)</b>	<b>—</b>	<b>(2 283)</b>

31 décembre 2017	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement net	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de juste valeur	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
<b>Comptes débiteurs et autres créances</b>							
Contrats de change	1	4	—	138	143	(83)	60
Contrats de taux d'intérêt	6	—	2	—	8	(3)	5
Contrats sur marchandises	2	—	—	143	145	(64)	81
	9	4	2	281	296	(150)	146
<b>Montants reportés et autres actifs</b>							
Contrats de change	1	1	—	143	145	(125)	20
Contrats de taux d'intérêt	7	—	6	—	13	(2)	11
Contrats sur marchandises	17	—	—	6	23	(19)	4
	25	1	6	149	181	(146)	35
<b>Comptes créditeurs et autres dettes</b>							
Contrats de change	(5)	(42)	—	(312)	(359)	83	(276)
Contrats de taux d'intérêt	(140)	—	(6)	(183)	(329)	3	(326)
Contrats sur marchandises	—	—	—	(439)	(439)	64	(375)
Autres contrats	(1)	—	—	(2)	(3)	—	(3)
	(146)	(42)	(6)	(936)	(1 130)	150	(980)
<b>Autres passifs à long terme</b>							
Contrats de change	(4)	(9)	—	(1 299)	(1 312)	125	(1 187)
Contrats de taux d'intérêt	(38)	—	(2)	—	(40)	2	(38)
Contrats sur marchandises	—	—	—	(186)	(186)	19	(167)
Autres contrats	(1)	—	—	—	(1)	—	(1)
	(43)	(9)	(2)	(1 485)	(1 539)	146	(1 393)
<b>Total des actifs (passifs) dérivés, montant net</b>							
Contrats de change	(7)	(46)	—	(1 330)	(1 383)	—	(1 383)
Contrats de taux d'intérêt	(165)	—	—	(183)	(348)	—	(348)
Contrats sur marchandises	19	—	—	(476)	(457)	—	(457)
Autres contrats	(2)	—	—	(2)	(4)	—	(4)
	(155)	(46)	—	(1 991)	(2 192)	—	(2 192)

Le tableau suivant présente les échéances et le montant nominal ou la quantité théorique visés par nos instruments dérivés.

<b>30 septembre 2018</b>	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite <sup>1</sup>
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - achat (en millions de dollars américains)	591	3	1	—	—	—
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - vente (en millions de dollars américains)	1 592	3 262	3 258	1 689	1 676	3 489
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - vente (en millions de livres sterling)	—	89	25	27	28	149
Contrats de change - contrats à terme en euros - achat (en millions d'euros)	42	208	—	—	—	—
Contrats de change - contrats à terme en euros - vente (en millions d'euros)	—	—	23	94	94	698
Contrats de change - contrats à terme en yens - achat (en millions de yens)	—	32 662	—	—	20 000	—
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer à court terme (en millions de dollars canadiens)	1 251	3 590	1 093	121	93	203
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à recevoir à long terme (en millions de dollars canadiens)	145	582	555	188	102	—
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer sur la dette à long terme (en millions de dollars canadiens)	1 894	600	573	—	—	—
Contrats sur actions (en millions de dollars canadiens)	40	35	20	—	—	—
Contrats sur marchandises - gaz naturel (en milliards de pieds cubes)	(7)	(58)	(18)	(5)	8	1
Contrats sur marchandises - pétrole brut (en millions de barils)	4	4	—	—	—	—
Contrats sur marchandises - LGN (en millions de barils)	(1)	—	—	—	—	—
Contrats sur marchandises - électricité (en mégawattheures (« MWh »))	57	64	66	(3)	(43)	(43)

<sup>1</sup> En date du 30 septembre 2018, ces contrats visaient en moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité de (43) MWh pour la période allant de 2023 à 2025.

## Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats et du résultat global

Le tableau qui suit présente l'incidence avant impôts des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net sur notre résultat net et notre résultat global consolidés.

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Montant du gain (de la perte) non réalisé comptabilisé dans les autres éléments du résultat global				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	(16)	(2)	2	(1)
Contrats de taux d'intérêt	69	83	186	28
Contrats sur marchandises	4	—	1	12
Autres contrats	(10)	16	(12)	1
Couvertures d'investissement net				
Contrats de change	25	148	36	221
	72	245	213	261
Montant (du gain) de la perte reclassée du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie efficace)</i>				
Contrats de change <sup>1</sup>	7	(3)	4	(104)
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	40	50	124	134
Contrats sur marchandises <sup>3</sup>	—	—	(1)	(4)
Autres contrats <sup>4</sup>	7	(11)	10	2
	54	36	137	28
Montant (du gain) de la perte reclassée du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie inefficace et montant exclu du test d'efficacité)</i>				
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	(2)	(1)	8	5
	(2)	(1)	8	5

<sup>1</sup> Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » dans les produits d'exploitation et « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

<sup>2</sup> Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

<sup>3</sup> Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » dans les produits d'exploitation et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

<sup>4</sup> Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Nous estimons qu'une perte de 1 M\$ comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie sera reclassée au résultat net dans les 12 prochains mois. Les montants réels reclassés au résultat net dépendront des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises en vigueur au moment où les contrats dérivés en cours viendront à échéance. Au 30 septembre 2018, la durée maximale en cours à l'égard de la variabilité des flux de trésorerie était de 27 mois pour toutes les opérations prévues.

### Dérivés à la juste valeur

Pour les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui sont conçus et admissibles comme couvertures de la juste valeur, le gain ou la perte sur le dérivé de même que la perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert sont inscrits au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats. La différence entre les montants, s'il en est, représente l'inefficacité de couverture.

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gain (perte) non réalisé sur dérivé	3	—	(9)	(1)
Gain (perte) non réalisé sur élément couvert	(3)	1	8	2
Gain (perte) réalisé sur dérivé	(3)	2	(4)	2
Gain (perte) réalisé sur élément couvert	3	(2)	4	(2)

### Dérivés non admissibles

Le tableau qui suit présente les gains et pertes non réalisés liés aux variations de la juste valeur de nos dérivés non admissibles.

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Contrats de change <sup>1</sup>	345	503	(356)	1 210
Contrats de taux d'intérêt <sup>2</sup>	6	(1)	4	13
Contrats sur marchandises <sup>3</sup>	(113)	(160)	43	22
Autres contrats <sup>4</sup>	(8)	3	(10)	(2)
Total du gain (de la perte) non réalisé lié à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	230	345	(319)	1 243

<sup>1</sup> Pour les périodes de neuf mois respectives, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » dans les produits (perte de 346 M\$ en 2018; gain de 726 M\$ en 2017) et « Autres produits (charges) » (perte de 10 M\$ en 2018; gain de 484 M\$ en 2017) aux états consolidés des résultats.

<sup>2</sup> Montant comptabilisé comme une (augmentation) diminution imputée au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

<sup>3</sup> Pour les périodes de neuf mois respectives, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » (perte de 16 M\$ en 2018; perte de 85 M\$ en 2017) et « Ventes de marchandises » (perte de 42 M\$ en 2018; gain de 67 M\$ en 2017) dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » (gain de 90 M\$ en 2018; gain de 22 M\$ en 2017) et « Exploitation et administration » (gain de 11 M\$ en 2018; gain de 18 M\$ en 2017) dans les charges aux états consolidés des résultats.

<sup>4</sup> Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

### RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité représente le risque que nous ne puissions honorer nos obligations financières, y compris les engagements et les garanties, lorsque celles-ci deviennent exigibles. Afin d'atténuer ce risque, nous prévoyons nos besoins en trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer si nous disposerons des fonds nécessaires et conservons des liquidités disponibles substantielles aux termes de nos marges de crédit bancaire engagées pour parer aux éventualités. Nos principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit engagées, ainsi que la dette à long terme, qui comprend des débetures et des billets à moyen terme. Nous maintenons également à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui nous permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, nous nous assurons de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui nous permettent de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. Nous respectons toutes les modalités de nos ententes de facilités de crédit engagées et de nos conventions d'emprunts à terme au 30 septembre 2018. Par conséquent, nous avons accès à toutes nos facilités de crédit, et les banques sont tenues de nous accorder du financement aux termes de celles-ci.

## RISQUE DE CRÉDIT

La conclusion d'instruments dérivés peut entraîner une exposition au risque de crédit en raison de la possibilité qu'une contrepartie au contrat ne respecte ses obligations contractuelles. Pour atténuer ce risque, nous concluons des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions solvables affichant une notation de crédit de première qualité. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de conventions de compensation et du suivi constant du risque des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques.

Nous avons en cours des instruments dérivés, des concentrations du risque de crédit ainsi qu'une exposition à ce risque auprès des institutions suivantes.

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	28	82
Institutions financières aux États-Unis	44	19
Institutions financières en Europe	79	145
Institutions financières en Asie	31	2
Autres <sup>1</sup>	86	137
	268	385

<sup>1</sup> Le poste « Autres » comprend les chambres de compensation de marchandises et les contreparties physiques pour le gaz naturel et le pétrole brut.

Au 30 septembre 2018, nous avons fourni des lettres de crédit totalisant néant tenant lieu de garantie en trésorerie à nos contreparties aux termes de contrats de l'ISDA. Nous ne détenons aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017.

Les soldes bruts des dérivés ont été présentés sans tenir compte de l'incidence des garanties consenties. Les actifs dérivés sont ajustés au titre du risque de non-exécution de nos contreparties selon les écarts de leurs swaps sur défaillance et sont reflétés à la juste valeur. Pour les passifs dérivés, le risque de non-exécution est pris en considération dans le cadre de l'évaluation.

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, d'évaluations de la notation et de conventions de compensation. Au sein d'EGD et d'Union Gas, le risque de crédit est atténué par le fait que ces services publics comptent une clientèle nombreuse et diversifiée et qu'ils peuvent recouvrer un montant estimatif des créances douteuses par la voie de la tarification. Nous surveillons activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, nous obtenons des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, nous constituons une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 30 jours et les classons dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal lié aux actifs financiers non dérivés correspond à leur valeur comptable.

## ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR

Nos actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur sur une base récurrente comprennent les instruments dérivés. Nous fournissons également des informations sur la juste valeur d'autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur. La juste valeur des instruments financiers reflète les meilleures estimations de la valeur de marché établies par nous d'après des modèles ou techniques d'évaluation généralement reconnus et les prix et taux du marché observables. Lorsque ces valeurs ne sont pas disponibles, nous avons recours à l'analyse des flux de trésorerie actualisés d'après les courbes de taux applicables en fonction des données du marché pour estimer la juste valeur.

## JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Nous répartissons nos instruments dérivés évalués à la juste valeur selon trois niveaux établis en fonction du caractère observable des données entrant dans l'évaluation.

### **Niveau 1**

Le niveau 1 comprend les dérivés évalués à la juste valeur en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des actifs et des passifs identiques sur des marchés actifs et accessibles à la date d'évaluation. Par marché actif pour un dérivé, il faut entendre un marché où des opérations sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour procurer de manière constante de l'information sur les cours. Nos instruments de niveau 1 se composent principalement de dérivés négociés en bourse et utilisés pour réduire le risque associé aux fluctuations du prix du pétrole brut.

### **Niveau 2**

Le niveau 2 comprend des évaluations de dérivés établies au moyen de données directement ou indirectement observables, sauf les prix cotés inclus dans le niveau 1. Les dérivés de cette catégorie sont évalués au moyen de modèles ou d'autres techniques d'évaluation standards dans le secteur, techniques qui sont dérivées de données observables sur le marché. Ces techniques d'évaluation utilisent des données comme les prix cotés sur le marché à terme, la valeur temps, les facteurs de volatilité et les prix cotés par les courtiers qui peuvent être observés ou corroborés sur le marché pour toute la durée du dérivé. Les dérivés évalués au moyen des données de niveau 2 comprennent les dérivés cotés hors bourse comme les contrats de change à terme de gré à gré et les swaps de devises, les swaps de taux d'intérêt, les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique, ainsi que des swaps et des options de marchandises pour lesquels il est possible d'obtenir des données observables.

Nous avons également classé la juste valeur du placement dans des actions privilégiées que nous détenons jusqu'à l'échéance et celle de notre dette à long terme dans le niveau 2. La juste valeur du placement que nous détenons dans des actions privilégiées jusqu'à l'échéance est essentiellement fonction du rendement de certaines des obligations du gouvernement du Canada. La juste valeur de notre dette à long terme est calculée selon les prix cotés sur le marché pour des instruments dont le rendement et l'échéance sont similaires et qui présentent un risque de crédit comparable.

### **Niveau 3**

Le niveau 3 comprend des évaluations de dérivés basées sur des données qui sont moins observables, qui ne sont pas disponibles ou pour lesquelles les données observables ne permettent pas d'étayer en grande partie la juste valeur des dérivés. En général, les dérivés évalués au moyen des données de niveau 3 portent sur des opérations à plus longue échéance, qui sont conclues sur des marchés moins actifs ou à des endroits pour lesquels il est impossible d'obtenir de l'information sur le prix, ou à l'égard desquelles aucun prix coté par les courtiers n'a de force exécutoire pour justifier une classification de niveau 2. Nous avons élaboré des méthodes axées sur les normes du secteur pour établir la juste valeur de ces dérivés au moyen d'une extrapolation des prix et des taux futurs observables. Les dérivés évalués au moyen de données de niveau 3 se composent principalement de contrats dérivés à long terme sur l'électricité, les LGN et le gaz naturel, de swaps de base, de swaps de marchandises, de swaps d'électricité ou d'énergie et d'options. Nous ne détenons aucun autre instrument financier du niveau 3.

Nous utilisons les données les plus observables disponibles pour estimer la juste valeur de nos dérivés. Si possible, nous estimons la juste valeur de nos dérivés en nous appuyant sur des prix cotés sur le marché. En l'absence de prix cotés sur le marché, nous utilisons les estimations de courtiers indépendants. Nous utilisons des techniques d'évaluation standards pour calculer la juste valeur estimative des dérivés cotés hors bourse qui sont classés aux niveaux 2 et 3. Ces méthodes font appel aux flux de trésorerie actualisés pour les contrats à terme et les swaps, et au modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton pour les options. Les principales données que nous utilisons pour ces techniques d'évaluation comprennent les prix observables sur le marché (taux d'intérêt, taux de change, prix des marchandises et cours des actions) et la volatilité, selon le type de dérivé et la nature du risque sous-jacent. Enfin, nous tenons compte de nos propres écarts de swaps sur défaillance de crédit et de ceux de nos contreparties pour estimer la juste valeur.

Nous avons classé nos actifs et passifs dérivés évalués à la juste valeur comme suit :

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<b>30 septembre 2018</b>				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Actifs financiers</b>				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	67	—	67
Contrats de taux d'intérêt	—	49	—	49
Contrats sur marchandises	1	9	110	120
	1	125	110	236
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	43	—	43
Contrats de taux d'intérêt	—	42	—	42
Contrats sur marchandises	—	5	25	30
Autres contrats	—	—	—	—
	—	90	25	115
<b>Passifs financiers</b>				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(376)	—	(376)
Contrats de taux d'intérêt	—	(238)	—	(238)
Contrats sur marchandises	(11)	(37)	(363)	(411)
Autres contrats	—	(9)	—	(9)
	(11)	(660)	(363)	(1 034)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(1 431)	—	(1 431)
Contrats de taux d'intérêt	—	(9)	—	(9)
Contrats sur marchandises	—	(11)	(142)	(153)
Autres contrats	—	(7)	—	(7)
	—	(1 458)	(142)	(1 600)
<b>Total des passifs financiers, montant net</b>				
Contrats de change	—	(1 697)	—	(1 697)
Contrats de taux d'intérêt	—	(156)	—	(156)
Contrats sur marchandises	(10)	(34)	(370)	(414)
Autres contrats	—	(16)	—	(16)
	(10)	(1 903)	(370)	(2 283)

31 décembre 2017	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Actifs financiers</b>				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	143	—	143
Contrats de taux d'intérêt	—	8	—	8
Contrats sur marchandises	1	30	114	145
	1	181	114	296
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	145	—	145
Contrats de taux d'intérêt	—	13	—	13
Contrats sur marchandises	—	2	21	23
	—	160	21	181
<b>Passifs financiers</b>				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(359)	—	(359)
Contrats de taux d'intérêt	—	(329)	—	(329)
Contrats sur marchandises	(13)	(87)	(339)	(439)
Autres contrats	—	(3)	—	(3)
	(13)	(778)	(339)	(1 130)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(1 312)	—	(1 312)
Contrats de taux d'intérêt	—	(40)	—	(40)
Contrats sur marchandises	—	(3)	(183)	(186)
Autres contrats	—	(1)	—	(1)
	—	(1 356)	(183)	(1 539)
<b>Total des passifs financiers, montant net</b>				
Contrats de change	—	(1 383)	—	(1 383)
Contrats de taux d'intérêt	—	(348)	—	(348)
Contrats sur marchandises	(12)	(58)	(387)	(457)
Autres contrats	—	(4)	—	(4)
	(12)	(1 793)	(387)	(2 192)

Le tableau qui suit présente les données non observables importantes qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés du niveau 3 :

30 septembre 2018	Juste valeur	Données non observables	Prix minimum	Prix maximum	Prix moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises - financiers <sup>1</sup>						
Gaz naturel	(6)	Prix à terme du gaz	2,34	4,93	3,36	dollars par MBTU <sup>2</sup>
Pétrole brut	(38)	Prix à terme du brut	51,62	178,33	76,45	dollars par baril
LGN	(2)	Prix à terme des LGN	1,39	1,67	1,58	dollars par gallon
Électricité	(93)	Prix à terme de l'électricité	26,01	72,42	47,74	dollars par MWh
Contrats sur marchandises - avec livraison physique <sup>1</sup>						
Gaz naturel	(83)	Prix à terme du gaz	1,08	6,24	2,75	dollars par MBTU <sup>2</sup>
Pétrole brut	(141)	Prix à terme du brut	29,79	123,22	81,29	dollars par baril
LGN	(7)	Prix à terme des LGN	0,71	2,16	1,13	dollars par gallon
	(370)					

<sup>1</sup> Les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique et financiers sont évalués au moyen d'une méthode axée sur le marché.

<sup>2</sup> Un million de British Thermal Units (« MBTU »).

En cas d'ajustement, les importantes données non observables présentées dans le tableau qui précède auraient une incidence directe sur la juste valeur de nos instruments dérivés de niveau 3. Les importantes données non observables qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3 comprennent les prix à terme des marchandises, et dans le cas des contrats d'option, la volatilité des prix. Des variations des prix à terme des marchandises pourraient entraîner des écarts importants entre les justes valeurs de nos instruments dérivés du niveau 3. Des variations à la volatilité des prix modifieraient la valeur des contrats d'options. En général, la modification d'une estimation des prix à terme des marchandises n'a pas de rapport avec celle de l'estimation de la volatilité des prix.

Les variations de la juste valeur nette des actifs et des passifs dérivés classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs ont été comme suit :

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de la période	(387)	(295)
Total du gain (de la perte)		
Compris dans le résultat <sup>1</sup>	(146)	1
Compris dans les autres éléments du résultat global	—	11
Règlements	163	83
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(370)	(200)

<sup>1</sup> Montant comptabilisé au poste « Transport et autres services » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Nous avons pour politique de comptabiliser les transferts au dernier jour de la période. Il n'y avait aucun transfert d'un niveau à un autre aux 30 septembre 2018 ou 2017.

### JUSTE VALEUR D'AUTRES INSTRUMENTS FINANCIERS

Nos autres placements à long terme dans d'autres entités qui n'ont pas de prix cotés sur un marché actif sont classés comme des placements évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur. La valeur comptable des placements évalués à la juste valeur autres que les placements à long terme totalisait respectivement 100 M\$ et 99 M\$ aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017.

Nous avons des investissements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 307 M\$ et 267 M\$ aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017 qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

Nous avons un placement dans des actions privilégiées détenu jusqu'à l'échéance que nous comptabilisons à son coût amorti de 370 M\$ et de 371 M\$, respectivement, aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017. Ces actions privilégiées donnent droit à un dividende privilégié cumulatif fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans, majoré de 4,50 %. Aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017, la juste valeur de ce placement dans des actions privilégiées avoisinait sa valeur nominale de 580 M\$.

Aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017, la valeur comptable de notre dette à long terme était respectivement de 62,5 G\$ et de 64,0 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était respectivement de 63,8 G\$ et de 67,4 G\$. Nous avons également des billets à recevoir à long terme constatés à leur valeur comptable au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière. Aux 30 septembre 2018 et 31 décembre 2017, les billets à recevoir à long terme avaient une valeur comptable respective de 92 M\$ et de 89 M\$, et une juste valeur respective de 92 M\$ et de 89 M\$.

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers, exception faite des instruments dérivés, des autres placements à long terme, des placements à long terme soumis à restrictions et de la dette à long terme avoisine leur coût étant donné la courte période à courir jusqu'à l'échéance.

#### **COUVERTURES DES INVESTISSEMENTS NETS**

Nous avons désigné une partie de notre dette libellée en dollars américains, ainsi qu'un portefeuille de contrats de change à terme, en tant que couverture des investissements nets pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains.

Au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017, nous avons constaté une perte de change non réalisée à la conversion de la dette libellée en dollars américains de 209 M\$ et un gain de 350 M\$, respectivement, et un gain non réalisé sur la variation de la juste valeur de nos contrats de change à terme en vigueur de 36 M\$ et de 222 M\$, respectivement, dans les autres éléments du résultat global. Au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes de 46 M\$ et de 128 M\$, respectivement, relativement au règlement des contrats de change à terme ainsi qu'une perte réalisée de 13 M\$ et un gain réalisé de 52 M\$, respectivement, relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains, instruments qui étaient arrivés à échéance durant la période. Il n'y a eu aucune inefficacité durant les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017.

## **12. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 30 septembre 2018 et 2017 étaient des charges de respectivement 62,0 % et 24,4 %, alors qu'ils étaient, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017, des charges respectivement de 7,9 % et 20,4 %. La baisse du taux d'imposition effectif d'une période à l'autre est attribuable aux effets du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, à la perte de valeur de l'écart d'acquisition constatée au troisième trimestre de 2018 et à d'autres éléments permanents en lien avec la diminution du bénéfice pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, à l'incidence de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis adoptée en 2017 ainsi qu'au recouvrement au deuxième trimestre de 2018 lié à un changement de l'assertion concernant l'investissement dans des actifs d'énergie renouvelable au Canada en raison de la vente, ce qui a donné lieu à la constatation de l'assiette fiscale non comptabilisée antérieurement. Pour un complément d'information sur la transaction, se reporter à la *note 6. Acquisitions et cessions – Cessions – Actifs d'énergie renouvelable*.

Le 22 décembre 2017, le gouvernement des États-Unis a promulgué la loi TCJA et nous avons formulé des estimations raisonnables pour l'évaluation et la comptabilisation de certaines incidences de la loi TCJA sur nos états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. En nous fondant sur directives et les lois en vigueur, nous avons comptabilisé une provision de néant pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 pour tenir compte des autres incidences de la loi TCJA, y compris l'instauration de nouveaux impôts et taxes, à savoir l'impôt sur le revenu mondial à faible taux d'imposition tiré d'actifs incorporels (*Global Intangible Low Taxed Income*) et l'impôt anti-abus (*Base Erosion and Anti-Abuse Tax*).

### 13. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Coût des services	46	65	162	181
Coût financier	39	46	126	125
Rendement prévu des actifs des régimes	(72)	(71)	(234)	(195)
Amortissement de la perte actuarielle	6	11	21	28
Compression du régime	—	—	2	—
Amortissement du coût des services passés	—	(1)	(1)	(1)
Coûts nets des prestations pour la période	19	50	76	138

### 14. ÉVENTUALITÉS

Nous sommes parties à diverses autres poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire qui se produisent dans le cours normal des activités, notamment des interventions dans le cadre des instances réglementaires ainsi que des contestations des approbations réglementaires et des permis par des groupes d'intérêts. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions significatives sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés intermédiaires.

#### QUESTIONS FISCALES

Nous conservons des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, à notre avis, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

#### SIMPLIFICATION DE LA STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Au cours du troisième trimestre de 2018, nous avons conclu des ententes définitives avec SEP, EEP, EEM et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») aux termes desquelles nous ferons l'acquisition de tous les titres publics en circulation des entités détenues à titre de promoteur respectives. Les porteurs de titres de SEP, d'EEP, d'EEM et d'ENF auront le droit de recevoir respectivement 1,111, 0,335, 0,335 et 0,735 de nos actions ordinaires pour chaque titre public en circulation de l'entité visée qu'ils détiennent. De plus, les actionnaires d'ENF recevront également un paiement en trésorerie d'au moins 0,45 \$ pour chaque action ordinaire publique en circulation d'ENF qu'ils détiennent, ce qui représente un montant minimal d'environ 63 M\$. La conclusion des opérations est assujettie aux approbations des porteurs de titres, aux conditions de clôture habituelles et à d'autres conditions, selon ce qui s'applique pour chaque placement à titre de promoteur.

## 15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, nous avons réalisé la vente des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en contrepartie d'un produit d'environ 2,5 G\$. Il y a lieu de consulter la *note 6. Acquisitions et cessions* pour un complément d'information.

Le réseau BC Pipeline T-South transporte du gaz naturel dans la région des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique; il est constitué de deux pipelines construits en parallèle. Le 9 octobre 2018, il y a eu rupture d'un des pipelines de transport de gaz naturel de ce réseau, ce qui a provoqué un incendie. Les deux pipelines ont été fermés à la suite de la rupture. Après diverses évaluations et l'approbation de l'Office national de l'énergie, les deux pipelines ont été remis en service à une pression d'exploitation réduite. Nous collaborons avec le Bureau de la sécurité des transports dans le cadre de son enquête visant à déterminer la cause de l'incident.

## RUBRIQUE 2. RAPPORT DE GESTION

### INTRODUCTION

Le rapport de gestion qui suit est fondé sur nos états financiers consolidés et les notes y afférentes figurant à la partie I, rubrique 1, *États financiers* du présent rapport et doit être lu en parallèle avec ceux-ci. Il doit également être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités et les notes y afférentes figurant dans notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 février 2018.

### SIMPLIFICATION DE LA STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Le 17 mai 2018, nous avons annoncé quatre propositions non obligatoires distinctes aux conseils d'administration respectifs des entités que nous détenons à titre de promoteur, soit Spectra Energy Partners, LP (« SEP »), Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), Enbridge Energy Management, L.L.C. (« EEQ ») et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF »). Ces propositions visent l'acquisition, sous forme d'opérations de regroupement distinctes, de la totalité des titres de capitaux propres en circulation de ces entités que nous ne détenons pas en propriété véritable.

Le 24 août 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu avec SEP une entente définitive aux termes de laquelle nous ferons l'acquisition de toutes les parts ordinaires publiques en circulation de SEP à raison de 1,111 de nos actions ordinaires pour chaque part ordinaire de SEP. L'opération est évaluée à 3,3 G\$ US en fonction du cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de New York le 23 août 2018. La conclusion de l'opération devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2018, sous réserve des conditions de clôture habituelles.

Le 18 septembre 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu des ententes définitives avec EEP et EEQ aux termes desquelles nous ferons l'acquisition de toutes les parts ordinaires de catégorie A publiques en circulation d'EEP et de toutes les actions publiques en circulation cotées en bourse d'EEQ. Les porteurs de parts publics d'EEP recevront 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque part ordinaire de catégorie A d'EEP détenue et les actionnaires publics d'EEQ recevront 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque action cotée en bourse d'EEQ détenue. Les opérations sont évaluées à 3,5 G\$ US en fonction du cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de New York le 17 septembre 2018. La conclusion des opérations devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2018, sous réserve de l'obtention des approbations respectives des porteurs de parts d'EEP et des actionnaires d'EEQ ainsi que d'autres conditions de clôture habituelles. De plus, la conclusion de l'opération visant EEQ est subordonnée à l'opération de rachat d'EEP, mais la conclusion de l'opération d'EEP n'est pas subordonnée à l'opération visant EEQ.

Le 18 septembre 2018, nous avons annoncé que nous avons conclu une entente définitive avec ENF aux termes de laquelle nous ferons l'acquisition de toutes les actions ordinaires publiques en circulation d'ENF à raison de 0,735 action ordinaire d'Enbridge et d'un paiement en trésorerie d'au moins 0,45 \$ pour chaque action ordinaire d'ENF. L'opération est évaluée à 4,7 G\$ en fonction du cours de clôture de nos actions ordinaires à la Bourse de Toronto le 17 septembre 2018. La conclusion de l'opération devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2018, sous réserve de l'obtention de l'approbation des actionnaires d'ENF, de l'approbation de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta et d'autres conditions de clôture habituelles.

Les opérations, telles que proposées, ne devraient pas avoir une incidence significative sur nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie pour la période allant de 2018 à 2020.

## MONÉTISATION DES ACTIFS

### Actifs d'énergie renouvelable

Le 1<sup>er</sup> août 2018, nous avons conclu la vente à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« OIRPC ») d'une participation de 49 % de l'ensemble de nos actifs d'énergie renouvelable au Canada, d'une participation de 49 % dans deux actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis et de 49 % de notre participation dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent, tous deux actuellement en construction en Allemagne (collectivement, les « actifs d'énergie renouvelable »). Le produit en trésorerie total de l'opération se chiffre à 1,75 G\$. De plus, l'OIRPC financera sa participation proportionnelle du solde des dépenses en immobilisations dans le cadre du projet éolien extracôtier Hohe See. Nous maintiendrons une participation de 51 % dans les actifs d'énergie renouvelable et nous continuerons d'assurer la gestion et l'exploitation des actifs et de fournir des services administratifs connexes.

### Midcoast Operating, L.P.

Le 1<sup>er</sup> août 2018, notre filiale indirecte, Enbridge (U.S.) Inc., a conclu la vente de Midcoast Operating, L.P. et ses filiales (collectivement, « MOLP ») à AL Midcoast Holdings, LLC (une société affiliée d'ArcLight Capital Partners, LLC) pour un produit en trésorerie de 1,4 G\$ (1,1 G\$ US).

### Entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel

Le 4 juillet 2018, nous avons conclu avec Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels des ententes visant la vente de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en contrepartie d'un montant en trésorerie d'environ 4,3 G\$. Des ententes distinctes ont été conclues pour les installations actuellement assujetties à la réglementation provinciale et celles soumises à la réglementation fédérale. Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, nous avons conclu la vente des installations sous réglementation provinciale pour un produit d'environ 2,5 G\$ et la vente des installations sous réglementation fédérale devrait se conclure vers le milieu de 2019 pour un produit d'environ 1,8 G\$.

Pour plus de précisions sur le produit des activités de monétisation de nos actifs dont il est question plus haut, consulter la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement - Provenance et affectation des flux de trésorerie*.

## RUPTURE DE PIPELINE EN COLOMBIE-BRITANNIQUE

Le réseau pipelinier BC Pipeline T-South (« BC Pipeline ») transporte du gaz naturel dans la région des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique; il est constitué de deux pipelines, un de 36 po et l'autre de 30 po, construits en parallèle. Le 9 octobre 2018, il y a eu rupture du pipeline de transport de gaz naturel de 36 po. La rupture, qui a provoqué un incendie, s'est produite en zone rurale et on ne dénombre pas de blessés.

Les deux pipelines ont été fermés à la suite de la rupture du pipeline de 36 po. Le pipeline de 30 po, qui longe le pipeline endommagé, a été remis en service en toute sécurité et il fonctionne à une pression de service réduite depuis le 11 octobre après diverses évaluations et l'approbation de l'Office national de l'énergie. Le tronçon endommagé a été remplacé et le pipeline de 36 po a été remis en service à une pression de service réduite. Nous collaborons avec le Bureau de la sécurité des transports dans le cadre de son enquête visant à déterminer la cause de la rupture du pipeline de 36 po.

Les coûts totaux liés à l'incident avant les recouvrements escomptés n'ont pas encore été déterminés. Nous sommes couverts par un programme d'assurance complet qui s'applique à nos filiales et nos sociétés affiliées : responsabilité civile, biens et pertes d'exploitation. D'autre part, les droits sur le réseau BC Pipeline sont calculés conformément à un règlement approuvé par l'Office national de l'énergie. Nous ne croyons pas que cet incident aura des répercussions importantes sur nous à terme.

## **DÉCISION DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO SUR LA FUSION**

Le 30 août 2018, nous avons reçu la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CÉO ») par laquelle elle approuve la fusion d'Enbridge Gas Distribution (« EGD ») et d'Union Gas Limited (« Union Gas »). Le 15 octobre 2018, nous avons annoncé que nous procéderons à la fusion d'EGD et d'Union Gas, qui devrait prendre effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

## **APPROBATION PAR LA MINNESOTA PUBLIC UTILITIES COMMISSION DU PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3 AUX ÉTATS-UNIS**

Le 28 juin 2018, la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») a approuvé la délivrance d'un certificat de nécessité et le tracé du pipeline (« approbation du tracé ») pour la construction du programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis ») dans l'État du Minnesota. L'approbation du tracé sanctionne notre tracé privilégié moyennant des modifications mineures et certaines conditions. Pour de plus amples détails, se reporter à la rubrique *Projets de croissance - Questions de nature réglementaire - Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)*.

## **POLITIQUE MODIFIÉE DE LA FERC SUR LE TRAITEMENT DES IMPÔTS**

Le 15 mars 2018, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») a modifié sa politique de longue date et a annoncé qu'elle ne permettrait plus aux sociétés en commandite principales de récupérer une provision pour impôt pour les actifs pipeliniers interétatiques dont les droits sont fondés sur le coût du service. L'annonce de l'énoncé de politique révisé s'accompagnait de ce qui suit : (i) un avis de projet de réglementation préconisant que les gazoducs interétatiques déposent une seule fois un rapport visant à quantifier l'incidence de la réduction du taux d'imposition fédéral et l'incidence de l'énoncé de politique révisé sur chaque pipeline; et (ii) un avis d'enquête sollicitant des commentaires sur la façon dont la FERC devrait aborder les changements liés au cumul des passifs d'impôts reportés et à l'amortissement supplémentaire.

Nous détenons des oléoducs et des gazoducs aux États-Unis par le truchement d'un certain nombre de structures de propriété, dont des sociétés en commandite principales. SEP et EEP ont réagi à l'annonce de la FERC au sujet de l'allégement fiscal, directement et par l'entremise des associations de l'industrie, pour exprimer leur opposition à la modification de la politique de la FERC et solliciter une nouvelle audience. Le 27 avril 2018, la FERC a publié une ordonnance sur les droits pour disposer de plus de temps pour étudier les questions soulevées lors de la nouvelle audience. Les annonces de la FERC ont influé négativement sur les sociétés en commandite principales en général.

Le 18 juillet 2018, la FERC a établi une ordonnance : (1) rejetant toutes les demandes de nouvelle audience relativement à son énoncé de politique révisé du 15 mars 2018 qui précisait que l'énoncé de politique révisé n'établit pas une règle contraignante, mais qu'il est plutôt l'expression d'une politique générale que la Commission entend suivre à l'avenir; et (2) fournissant des directives stipulant que si une société en commandite principale ou tout autre pipeline intermédiaire aux fins de l'impôt élimine la provision pour impôt de son coût du service conformément à l'énoncé de politique révisé de la FERC, le cumul des passifs d'impôts reportés (« CPIR ») sera également supprimé de son coût du service et les pipelines faisant partie d'une société en commandite principale pourraient aussi supprimer les montants accumulés antérieurement dans le CPIR. En termes d'énoncé de politique générale, la FERC envisagera une autre application de la provision pour impôt et l'application de la politique sur le CPIR au cas par cas.

Il existe nombre d'incertitudes en ce qui a trait à la mise en application des mesures adoptées récemment par la FERC, y compris la possibilité de résultats différents en raison d'un dossier tarifaire ou de contestations de la part de clients. Bien qu'il soit probable que les incidences varient pour chacun des véhicules détenus à titre de promoteur, sur une base consolidée, nous ne prévoyons pas une incidence importante sur nos résultats d'exploitation pour la période de 2018 à 2020. Aux termes du tarif international conjoint (« TIC ») visant le réseau principal, les réductions tarifaires prévues pour EEP aux termes de l'ordonnance de la FERC produiraient une hausse des produits compensatoire pour le réseau principal au Canada détenu par le groupe du fonds (composé d'Enbridge Income Fund, d'Enbridge Commercial Trust, d'Enbridge Income Partners LP (« EIPLP ») et des filiales d'EIPLP). Pour SEP, si les mesures sont adoptées comme annoncées, et ultimement appuyées par le truchement d'un dossier tarifaire, la capacité de supprimer le CPIR du coût du service compenserait probablement l'élimination de la provision pour impôt des droits fondés sur le coût du service.

## **LE POINT SUR LA RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS**

Le 22 décembre 2017, la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « loi TCJA » ou la « réforme fiscale aux États-Unis ») a été promulguée aux États-Unis. Comme mentionné dans notre rapport annuel sur formulaire 10-K, déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 février 2018, nous avons fait certaines estimations quant à l'évaluation et à la comptabilisation de certaines incidences de la loi TCJA au 31 décembre 2017 et pour l'exercice clos à cette date. Nous continuons de colliger, de préparer et d'analyser l'information nécessaire et raisonnablement détaillée pour comptabiliser l'incidence de la loi TCJA et nous continuons d'affiner nos estimations. Au cours du premier trimestre de 2018, nous avons affiné notre calcul du passif réglementaire associé à la loi TCJA. Ainsi, nous avons réduit de 25 M\$ US le passif réglementaire global de 860 M\$ US de SEP.

De plus, nous n'avons pas comptabilisé de provision pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, sur la base de l'orientation et de la législation existantes, pour l'impôt sur le revenu mondial à faible taux d'imposition tiré d'actifs incorporels (*Global Intangible Low Taxed Income*) et l'impôt anti-abus (*Base Erosion and Anti-Abuse Tax*).

## **DROITS DE DISTRIBUTION INCITATIFS DE SEP**

Le 22 janvier 2018, Enbridge et SEP ont annoncé la conclusion d'une convention définitive, aux termes de laquelle nous avons converti la totalité de nos droits de distribution incitatifs (« DDI ») et de nos participations économiques de commandité dans SEP contre 172,5 millions de parts ordinaires de SEP nouvellement émises. Dans le cadre de l'opération, la totalité des DDI de SEP a été éliminée.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
<b>Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement</b>				
Oléoducs	1 875	1 703	4 353	4 840
Transport de gaz et services intermédiaires	(60)	856	1 080	2 263
Distribution de gaz	256	240	1 262	937
Énergie verte et transport	51	68	286	270
Services énergétiques	(96)	(150)	108	(11)
Éliminations et divers	29	126	(368)	(188)
Amortissement	(799)	(848)	(2 452)	(2 388)
Charge d'intérêts	(696)	(653)	(2 042)	(1 704)
Charge d'impôts	(347)	(327)	(177)	(818)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(209)	(168)	(352)	(633)
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(82)	(272)	(246)
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(90)	765	1 426	2 322
Résultat par action ordinaire	(0,05)	0,47	0,84	1,57
Résultat dilué par action ordinaire	(0,05)	0,47	0,84	1,56

### BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

#### Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été désavantagé de 1 156 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ après impôts nous revenant en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Actifs détenus en vue de la vente*;
- un gain hors trésorerie non réalisé de 257 M\$ (145 M\$ après impôts nous revenant) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2018, comparativement à un gain de 362 M\$ (212 M\$ après impôts nous revenant) au cours de la période correspondante de 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- une perte de 74 M\$ en 2018 (117 M\$ après impôts nous revenant) découlant de la vente de MOLP; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Cessions*;
- les coûts de l'opération de monétisation des actifs de 45 M\$ (49 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisés en 2018 découlant des activités de cession menées au cours du trimestre; consulter la rubrique *Monétisation des actifs*; coûts en partie annulés par :
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 17 M\$ (14 M\$ après impôts nous revenant) en 2018, comparativement à 76 M\$ (72 M\$ après impôts nous revenant) pour la période correspondante de 2017.

Les gains et pertes hors trésorerie non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés dont il a été question plus haut découlent généralement d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme destiné à atténuer les risques de taux d'intérêt et de change et le risque lié aux prix des marchandises, qui sont source de volatilité pour les résultats à court terme comptabilisés du fait de la comptabilisation de gains et de pertes hors trésorerie non réalisés sur les instruments dérivés financiers utilisés pour couvrir ces risques. À long terme, nous estimons que notre programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose notre proposition de valeur aux investisseurs.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 301 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport plus important de notre secteur Oléoducs imputable au taux de couverture du change plus élevé utilisé pour bloquer les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, à la hausse des droits repères aux termes du TIC et à l'augmentation du débit attribuable aux initiatives d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Oléoducs mis en service en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires mis en service en 2017 et au cours du premier trimestre de 2018;
- l'augmentation du bénéfice attribuable aux participations dans des satellites de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires en raison surtout des marges favorables, des prix favorables liés aux marchandises et de la hausse des volumes;
- la hausse du bénéfice de notre secteur Distribution de gaz en raison des projets d'expansion et de l'augmentation des frais de distribution découlant de l'augmentation de la base tarifaire et de l'élargissement de la clientèle;
- l'augmentation du bénéfice de notre secteur Services énergétiques attribuable à l'élargissement de certains différentiels d'emplacement qui ont accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

La diminution du bénéfice par action ordinaire comparativement au troisième trimestre de 2017 est principalement due au recul du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découlant des facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres évoqués plus haut, à l'augmentation des actions ordinaires attribuable à l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 au moyen d'un placement privé et d'émissions trimestrielles régulières dans le cadre de notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions.

### **Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017**

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a été avantaagé par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 364 M\$ des actifs dont le rendement ne s'est pas reflété dans le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour les deux premiers mois de 2017 avant que soit conclue l'opération de fusion par échange d'actions entre Enbridge et Spectra Energy Corp le 27 février 2017 (l'« opération de fusion »).

Après prise en compte de l'apport des résultats additionnels liés à l'opération de fusion, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été désavantaagé de 2 329 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ après impôts nous revenant en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions – Actifs détenus en vue de la vente*;
- une perte en 2018 de 913 M\$ (701 M\$ après impôts nous revenant) visant MOLP et ses filiales découlant d'une révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente en fonction du prix de vente; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions*;
- une perte hors trésorerie non réalisée de 318 M\$ (163 M\$ après impôts nous revenant) liée à la juste valeur d'instruments dérivés en 2018, comparativement à un gain de 1 239 M\$ (748 M\$

après impôts nous revenant) au cours de la période correspondante de 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;

- une perte de 154 M\$ (95 M\$ après impôts nous revenant) en 2018 liée à la canalisation 10 du pipeline de pétrole brut (la « canalisation 10 »), qui fait partie de notre réseau principal, résultant de son classement comme un actif détenu en vue de la vente et de son évaluation subséquente au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée du coût de la vente;
- l'absence en 2018 d'un gain de 66 M\$ (8 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisé en 2017 sur la vente d'un pipeline contrebalancé par les coûts de cessation liés au projet Sandpiper d'EEP;
- les coûts de l'opération de monétisation des actifs de 65 M\$ (64 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisés en 2018 découlant des activités de cession menées au cours de la période; consulter la rubrique *Monétisation des actifs*;
- une perte de 74 M\$ en 2018 (117 M\$ après impôts nous revenant) découlant de la vente de MOLP; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Cessions*; coûts en partie annulés par :
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 143 M\$ (137 M\$ après impôts nous revenant) en 2018, comparativement à 284 M\$ (201 M\$ après impôts nous revenant) pour la période correspondante de 2017;
- l'absence en 2018 des coûts liés aux opérations de 180 M\$ (131 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisés en 2017 dans le cadre de l'opération de fusion;
- un recouvrement d'impôts reportés de 267 M\$ (196 M\$ après impôts nous revenant) en 2018 lié à un changement de l'assertion concernant l'investissement dans des actifs d'énergie renouvelable au Canada en raison de la vente, ce qui a entraîné la comptabilisation de l'assiette fiscale non comptabilisée antérieurement;
- un gain de 190 M\$ après impôts nous revenant en 2018, comparativement à un gain de 47 M\$ au cours de la période correspondante de 2017, résultant de la réaffectation du bénéfice entre notre participation et les participations ne donnant pas le contrôle dans EEP en vue de résoudre les déficits des comptes d'immobilisations comme le prévoit l'entente de partenariat d'EEP;
- un gain de 63 M\$ après impôts nous revenant en 2018, résultant de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis sur nos actifs du secteur Énergie verte et transport aux États-Unis.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 1 069 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport plus important de notre secteur Oléoducs imputable au taux de couverture du change plus élevé utilisé pour bloquer les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, à la hausse des droits repères aux termes du TIC et à l'augmentation du débit attribuable aux mesures d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Oléoducs mis en service en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires mis en service en 2017 et au premier trimestre de 2018;
- l'augmentation du bénéfice attribuable aux participations dans des satellites de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires en raison surtout des marges favorables, des prix favorables liés aux marchandises et de la hausse des volumes;
- la hausse du bénéfice de notre secteur Distribution de gaz en raison des températures plus froides, des projets d'expansion et de l'augmentation des frais de distribution découlant de l'augmentation de la base tarifaire et de l'élargissement de la clientèle;
- l'augmentation du bénéfice de notre secteur Services énergétiques attribuable à l'élargissement de certains différentiels d'emplacement qui ont accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires; augmentation en partie annulée par :
- l'augmentation de la charge d'intérêts principalement attribuable aux émissions de titres de créance à long terme en 2017 et au cours de la première moitié de 2018 pour financer les initiatives d'expansion du capital.

Le repli du bénéfice par action ordinaire est principalement attribuable à la diminution du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découlant des facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres évoqués plus haut, à l'augmentation des actions ordinaires découlant de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 au moyen d'un placement privé, de l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 dans le cadre de l'opération de fusion par échange d'actions conclue le 27 février 2017 et d'émissions trimestrielles régulières dans le cadre de notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions.

## SECTEURS D'ACTIVITÉ

### OLÉODUCS

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	1 875	1 703	4 353	4 840

### Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a été désavantagé de 108 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 211 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 342 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- l'absence en 2018 d'un gain de 27 M\$ comptabilisé au troisième trimestre de 2017 à la vente du pipeline de produits raffinés Olympic; absence en partie annulée par :
- un gain de 28 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 4 M\$ en 2017 réalisé à la vente d'un pipeline lié au projet Sandpiper d'EEP;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 3 M\$ en 2018 comparativement à 21 M\$ en 2017.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 280 M\$ de l'augmentation s'explique principalement par les importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du taux de couverture du change utilisé pour bloquer les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, soit 1,26 \$ en 2018 comparativement à 1,07 \$ en 2017;
- l'augmentation des droits repères du TIC, soit 4,15 \$ en 2018 comparativement à 4,07 \$ en 2017;
- l'accroissement du débit du réseau principal au Canada hors Gretna, qui est passé à 2 578 milliers de barils par jour (« kb/j ») en 2018 comparativement à 2 492 kb/j en 2017 grâce aux mesures d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017;
- l'accroissement du débit du réseau pipelinier de Lakehead, qui est passé à 2 727 kb/j en 2018 comparativement à 2 620 kb/j en 2017 grâce aux mesures d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017;
- l'apport du projet d'agrandissement de Wood Buffalo mis en service en décembre 2017;
- l'accroissement du débit du réseau pipelinier Bakken d'une période à l'autre;
- l'incidence favorable de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur entre le dollar américain et le dollar canadien (« taux de change moyen ») de 1,31 \$ en 2018 comparativement à 1,25 \$ en 2017.

## Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a été avantagé par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 53 M\$ des actifs dont le rendement ne s'est pas reflété dans le BAIIA pour les deux premiers mois de 2017 avant que soit conclue l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a diminué de 1 374 M\$, en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte hors trésorerie non réalisée de 362 M\$ en 2018, comparativement à un gain de 781 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- une perte de 154 M\$ en 2018 liée à la canalisation 10, qui fait partie de notre réseau principal, résultant de son classement comme un actif détenu en vue de la vente et de son évaluation subséquente au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée du coût de la vente;
- un gain de 28 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 66 M\$ en 2017 réalisé à la vente d'un pipeline contrebalancé par les coûts de cessation liés au projet Sandpiper d'EEP;
- l'absence en 2018 d'un gain de 27 M\$ comptabilisé en 2017 sur la vente du pipeline de produits raffinés Olympic.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 834 M\$ de l'augmentation est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du taux de couverture du change utilisé pour bloquer les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, de 1,26 \$ en 2018 comparativement à 1,05 \$ en 2017;
- l'augmentation des droits repères du TIC de 4,10 \$ en 2018 comparativement à 4,06 \$ en 2017;
- l'accroissement du débit du réseau principal au Canada hors Gretna, qui est passé à 2 613 kb/j en 2018 comparativement à 2 511 kb/j en 2017 grâce aux mesures d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017;
- l'accroissement du débit du réseau pipelinier de Lakehead, qui est passé à 2 756 kb/j en 2018 comparativement à 2 657 kb/j en 2017 grâce aux mesures d'optimisation de la capacité mises en œuvre en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs mis en service en 2017, dont le projet d'agrandissement de Wood Buffalo, le réseau pipelinier Norlite, et l'acquisition d'une participation minoritaire dans le réseau pipelinier Bakken;
- l'accroissement du débit du réseau pipelinier Bakken et du pipeline Waupisoo d'une période à l'autre;
- la hausse des produits tirés du transport découlant de l'augmentation des volumes d'achats fermes et des volumes au comptant du pipeline Flanagan Sud imputable à la forte demande de la côte américaine du golfe du Mexique; hausse en partie annulée par :
- l'incidence défavorable de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change inférieur de 1,29 \$ en 2018 comparativement à 1,31 \$ en 2017.

## TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	(60)	856	1 080	2 263

### Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a été désavantagé de 1 013 M\$ en raison de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents ou autres, notamment :

- une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions – Actifs détenus en vue de la vente*;
- une perte de 74 M\$ en 2018 découlant de la vente de MOLP; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Cessions*;
- les coûts de l'opération de monétisation des actifs de 20 M\$ comptabilisés en 2018 découlant de la fin des opérations de couverture de matières premières de MOLP; coûts en partie annulés par :
- un gain hors trésorerie non réalisé de 23 M\$ en 2018, comparativement à une perte de 20 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- un rajustement de la quote-part du bénéfice des satellites hors trésorerie de 4 M\$ en 2018, comparativement à 25 M\$ en 2017, lié aux variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de notre satellite, DCP Midstream, LLC;
- les coûts d'inspection et de réparation de 25 M\$ comptabilisés en 2017 et occasionnés principalement par l'incident du pipeline Texas Eastern.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 97 M\$ de l'augmentation est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport des actifs mis en service en 2017 et au premier trimestre de 2018, dont les pipelines Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabal Trail »), Access South et Adair Southwest;
- l'augmentation du bénéfice de notre coentreprise Nexus découlant de la hausse des coûts capitalisés durant la construction du réseau pipelinier;
- l'augmentation des marges de fractionnement à notre coentreprise Aux Sable imputable à la hausse des prix des liquides de gaz naturel (« LGN ») et à l'intensification de la demande;
- l'incidence favorable du service garanti saisonnier et du service interruptible de notre coentreprise Alliance résultant de l'élargissement des différentiels de base;
- l'augmentation des marges sur nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis résultant des prix favorables des marchandises, d'où une augmentation des volumes;
- l'incidence favorable de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change supérieur, soit 1,31 \$ en 2018 comparativement à 1,25 \$ en 2017; incidence en partie annulée par :
- la hausse des coûts d'exploitation sur nos actifs de transport et nos actifs extracôtiers aux États-Unis en raison de la hausse des taxes foncières, des coûts de réparation et d'entretien et des coûts de contrôle de l'intégrité des pipelines.

## Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a été avantagé par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 570 M\$ des actifs dont le rendement ne s'est pas reflété dans le BAIIA pour les deux premiers mois de 2017 avant que soit conclue l'opération de fusion. Par rapport aux résultats antérieurs à la fusion pour la période précédente, les résultats d'exploitation des nouveaux actifs comprennent un bénéfice plus élevé provenant principalement de projets d'expansion des affaires sur les réseaux de transport Algonquin Gas Transmission, Sabal Trail et Texas Eastern Transmission, LP.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a été désavantagé de 1 969 M\$, en raison de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Actifs détenus en vue de la vente*;
- une perte de 913 M\$ visant MOLP et ses filiales découlant d'une révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente en fonction du prix de vente; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Cessions*;
- une perte de 74 M\$ en 2018 découlant de la vente de MOLP; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Cessions*;
- les coûts de l'opération de monétisation des actifs de 20 M\$ comptabilisés en 2018 découlant de la fin des opérations de couverture de matières premières de MOLP; coûts en partie annulés par :
- un gain hors trésorerie non réalisé de 25 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 7 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- les coûts d'inspection et de réparation de 34 M\$ comptabilisés en 2017 et occasionnés principalement par l'incident du pipeline Texas Eastern.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 216 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport des actifs mis en service en 2017 et au premier trimestre de 2018, dont les pipelines Sabal Trail, Access South, Adair Southwest, le projet d'expansion Lebanon, High Pine et Wyndwood;
- l'augmentation du bénéfice de notre coentreprise DCP Midstream LP résultant des prix favorables des matières premières et de la hausse des volumes;
- l'augmentation du bénéfice de notre coentreprise Nexus découlant de la hausse des coûts capitalisés durant la construction du réseau pipelinier;
- l'augmentation des marges de fractionnement à notre coentreprise Aux Sable imputable à la hausse des prix des LGN et à l'intensification de la demande;
- l'incidence favorable du service garanti saisonnier et du service interruptible de notre coentreprise Alliance résultant de l'élargissement des différentiels de base;
- la diminution des frais d'exploitation pour nos actifs du secteur des services intermédiaires au Canada en raison de la diminution des coûts de redressement; diminution en partie annulée par :
- l'augmentation des coûts d'exploitation de nos actifs de transport aux États-Unis en raison de la hausse des taxes foncières, des coûts de réparation et d'entretien et des coûts de contrôle de l'intégrité des pipelines;
- l'incidence défavorable de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change inférieur, soit 1,29 \$ en 2018 comparativement à 1,31 \$ en 2017.

## DISTRIBUTION DE GAZ

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	256	240	1 262	937

### Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA s'est accru de 16 M\$ en raison principalement de l'augmentation du bénéfice tiré des projets d'expansion et de l'accroissement des frais de distribution découlant surtout de l'augmentation de la base tarifaire et de l'élargissement de la clientèle.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 a été avantagé par l'apport, au cours des deux premiers mois de 2018, d'environ 180 M\$ d'Union Gas dont le rendement ne s'est pas reflété dans le BAIIA pour les deux premiers mois de 2017 avant que soit conclue l'opération de fusion. Une comparaison avec les résultats antérieurs à l'opération de fusion de la période précédente révèle que les résultats d'exploitation d'Union Gas ont profité de températures plus froides et de produits d'exploitation plus élevés provenant surtout de projets d'agrandissement.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a diminué de 20 M\$ en raison de certains facteurs commerciaux inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 3 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 13 M\$ en 2017 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de notre satellite Noverco Inc.;
- un ajustement négatif de la quote-part du bénéfice de notre satellite Noverco Inc. de 9 M\$ en 2018 imputable à la réforme fiscale aux États-Unis.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 165 M\$ de l'augmentation s'explique principalement par les importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du bénéfice de 45 M\$ d'une période à l'autre attribuable aux températures plus froides enregistrées dans nos zones de service assuré par une concession, comparativement à la période correspondante de 2017;
- l'augmentation du bénéfice tiré des projets d'expansion et l'accroissement des charges de distribution découlant surtout de l'augmentation de la base tarifaire et de l'élargissement de la clientèle.

## ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	51	68	286	270

### Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a été désavantagé de 22 M\$ en raison principalement d'une perte de 20 M\$ en 2018 découlant de la vente de 49 % de notre participation dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Cessions*.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le BAIIA se compare à celui de la période correspondante de 2017.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a diminué de 51 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 20 M\$ en 2018 imputable à la vente de 49 % de notre participation dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent; consulter la partie I, rubrique 1, *États financiers - Note 6. Acquisitions et cessions - Cessions*;
- une perte de valeur d'actifs de 22 M\$ en 2018 résultant de notre participation dans NRGreen Power Limited Partnership liée à l'installation de récupération de chaleur de Chickadee Creek, en Alberta;
- une perte de 11 M\$ en 2018 résultant du partage des pertes subies par notre satellite Rampion Offshore Wind Limited et attribuables à la réparation et à la remise en état des câbles endommagés.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 67 M\$ de l'augmentation s'explique principalement par les importants facteurs commerciaux suivants :

- la vigueur des ressources éoliennes et la diminution des frais d'exploitation à certaines installations au Canada et aux États-Unis;
- l'apport du projet éolien Chapman Ranch mis en service en octobre 2017;
- l'apport du projet éolien extracôtier Rampion, qui a commencé à produire de l'électricité en novembre 2017 et qui est devenu pleinement opérationnel au deuxième trimestre de 2018;
- un gain net de 11 M\$ provenant d'un règlement d'arbitrage à nos installations éoliennes au Canada.

### SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	(96)	(150)	108	(11)

Le BAIIA du secteur Services énergétiques dépend des conditions du marché, et les résultats pour une période donnée peuvent ne pas être représentatifs de ceux des périodes futures.

### Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a augmenté de 20 M\$ en raison principalement d'une perte hors trésorerie non réalisée de 106 M\$ en 2018 comparativement à une perte de 124 M\$ en 2017, ce qui reflète la réévaluation des instruments financiers dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 34 M\$ de l'augmentation est principalement imputable à l'accroissement du bénéfice tiré des activités canadiennes et américaines au sein du secteur Services énergétiques en raison de la hausse enregistrée à certains emplacements de pétrole brut et de l'élargissement des différentiels d'emplacement en 2018 qui ont accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a été désavantagé de 6 M\$ en raison principalement d'un gain hors trésorerie non réalisé de 14 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 22 M\$ en 2017, ce qui reflète la réévaluation des

instruments financiers dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 125 M\$ de l'augmentation découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'incidence des températures plus froides et d'autres facteurs en 2018 sur les différentiels des emplacements de gaz naturel qui ont accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires pour l'équipe de commercialisation du gaz de notre secteur Services énergétiques;
- l'accroissement du bénéfice tiré des activités canadiennes et américaines au sein du secteur Services énergétiques en raison de la hausse enregistrée à certains emplacements de pétrole brut et de l'élargissement des différentiels d'emplacement en 2018 qui ont accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	29	126	(368)	(188)

L'unité Éliminations et divers comprend des charges d'exploitation et d'administration et l'incidence du dénouement de couvertures du change qui ne sont attribués à aucun secteur d'activité. Elle englobe également les activités d'expansion de nouvelles entreprises, les placements non sectoriels à des fins générales et une partie des synergies réalisées jusqu'à maintenant au chapitre de l'intégration des fonctions administratives à la suite de l'opération de fusion.

### Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a été désavantagé de 32 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 131 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 161 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- les coûts de l'opération de monétisation des actifs de 25 M\$ comptabilisés en 2018; coûts en partie annulés par :
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 14 M\$ en 2018, comparativement à 39 M\$ en 2017.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 65 M\$ de la diminution est imputable principalement à une perte réalisée de 59 M\$ en 2018 comparativement à une perte de 17 M\$ en 2017 se rapportant à des règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change. Les gains de conversion compensatoires sont reflétés dans les résultats des secteurs d'activité applicables.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017

Le BAIIA a été désavantagé de 145 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- l'absence de gain ou de perte hors trésorerie en 2018 comparativement à un gain de 416 M\$ en 2017, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;

- les coûts de l'opération de monétisation des actifs de 45 M\$ comptabilisés en 2018; coûts en partie annulés par :
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 102 M\$ en 2018, comparativement à 243 M\$ en 2017.
- l'absence en 2018 des coûts de transactions comparativement aux coûts de 174 M\$ comptabilisés en 2017 dans le cadre de l'opération de fusion;
- les coûts liés à l'exécution des projets de 5 M\$ en 2018 comparativement à 21 M\$ en 2017.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 35 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- deux autres mois de coûts liés à l'unité Éliminations et divers à la suite de l'opération de fusion; coûts en partie annulés par :
- les synergies attribuables à l'intégration de certaines fonctions centrales;
- une perte réalisée de 154 M\$ en 2018 comparativement à une perte de 159 M\$ en 2017 se rapportant à des règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change; les gains de conversion compensatoires sont reflétés dans les résultats des secteurs d'activité applicables.

## PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

Le tableau suivant résume l'état d'avancement actuel de nos projets garantis sur le plan commercial, par secteur d'exploitation.

	Participation d'Enbridge	Coût en capital estimatif <sup>1</sup>	Dépenses engagées à ce jour <sup>2</sup>	État d'avancement	Date d'entrée en service prévue
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
<b>OLÉODUCS</b>					
1. Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds) <sup>3</sup>	100 %	5,3 G\$	3,2 G\$	En construction	S2 - 2019
2. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP) <sup>4</sup>	100 %	2,9 G\$ US	0,9 G\$ US	Préconstruction <sup>5</sup>	S2 - 2019
3. Autres - États-Unis <sup>6</sup>	100 %	0,4 G\$ US	0,4 G\$ US	Essentiellement terminé	S2 - 2019
4. Autres - Canada <sup>7</sup>	100 %	0,1 G\$	0,1 G\$	Terminé	En service
<b>TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES</b>					
5. Atlantic Bridge (SEP)	100 %	0,6 G\$ US	0,4 G\$ US	En construction	T4 - 2018
6. NEXUS (SEP)	50 %	1,3 G\$ US	1,1 G\$ US	Terminé	En service
7. Projet de fiabilité et de maintenabilité	100 %	0,5 G\$	0,5 G\$	Terminé	En service
8. Gazoduc Valley Crossing	100 %	1,6 G\$ US	1,6 G\$ US	Terminé	En service
9. Programme Spruce Ridge	100 %	0,5 G\$	0,1 G\$	Préconstruction	T1 - 2020
10. Programme d'agrandissement du réseau T-South	100 %	1,0 G\$	0,1 G\$	Préconstruction	S2 - 2020
11. Autres - États-Unis <sup>8</sup>	100 %	2,1 G\$ US	1,1 G\$ US	Divers stades	2018 - 2021
12. Autres - Canada <sup>9</sup>	100 %	0,6 G\$	0,6 G\$	Terminé	En service
<b>ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT</b>					
13. Projet éolien extracôtier Rampion	24,9 %	0,8 G\$ (0,37 G£)	0,6 G\$ (0,3 G£)	Terminé	En service
14. Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement <sup>10</sup>	25 %	1,1 G\$ (0,67 G€)	0,5 G\$ (0,3 G€)	En construction	S2 - 2019

<sup>1</sup> Ces montants sont des estimations qui pourraient être révisées à la hausse ou à la baisse, en fonction de divers facteurs. Selon le cas, les montants représentent notre part des projets en coentreprise.

<sup>2</sup> Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 30 septembre 2018.

<sup>3</sup> Le groupe du fonds est constitué d'Enbridge Income Fund, d'Enbridge Commercial Trust, d'Enbridge Income Partners LP et des filiales et participations d'Enbridge Income Partners LP.

<sup>4</sup> Le programme L3R aux États-Unis est financé à 99 % par Enbridge et à 1 % par EEP.

<sup>5</sup> La construction du tronçon du projet au Wisconsin est terminée, tel qu'il est indiqué plus loin. Le reste du projet est à l'étape préalable à la construction.

<sup>6</sup> Comprennent le prolongement de la canalisation 61 du réseau principal de Lakehead. La date estimative de mise en service sera ajustée pour coïncider avec la date de mise en service du programme L3R aux États-Unis.

<sup>7</sup> Comprennent le projet de raccordement à la canalisation 45 de 0,1 G\$ de Cheecham mis en service au deuxième trimestre de 2018.

8. Comprennent la canalisation latérale extracôtière de 0,2 G\$ US de Stampede mise en service au premier trimestre de 2018 et le projet de location à bail de 0,2 M\$ US de Texas Eastern Appalachian mis en service en octobre 2018.
9. Comprennent l'agrandissement de 0,4 G\$ du pipeline High Pine et celui de 0,2 G\$ du pipeline Wyndwood, tous deux mis en service au premier trimestre de 2018.
10. À la clôture de la vente de nos actifs d'énergie renouvelable, notre participation a été réduite à environ 25 %. Se reporter à la rubrique Monétisation des actifs.

Pour une description complète de chacun de nos projets, il y a lieu de consulter notre rapport annuel sur formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 février 2018. Les faits nouveaux significatifs survenus depuis la date du dépôt sont commentés ci-après.

## OLÉODUCS

- **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)** – Le tronçon au Wisconsin du programme L3R aux États-Unis est en service. Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la rubrique *Projets de croissance - Questions de nature réglementaire - Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)*.

## TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

- **Atlantic Bridge** – Agrandissement des réseaux de transport Algonquin Gas Transmission de SEP visant le transport de 133 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel jusqu'en Nouvelle-Angleterre. En raison du retard des autorisations au Massachusetts, le coût du projet a été révisé pour s'établir à 0,6 G\$ US, soit environ 17 % de plus que les estimations précédentes.
- **NEXUS** – Réseau de pipelines de gaz naturel reliant le réseau pipelinier Texas Eastern de SEP en Ohio au carrefour Dawn d'Union Gas en Ontario, par l'intermédiaire de Vector Pipeline L.P., offrant une capacité pouvant aller jusqu'à 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j environ. Ce projet a été mis en service en octobre 2018.
- **Projet de fiabilité et de maintenabilité** – Projet de pipeline de gaz naturel conçu pour rendre le tronçon sud du réseau pipelinier de la Colombie-Britannique plus performant et permettre une charge de base plus élevée. Le projet consiste à ajouter de nouveaux compresseurs dans trois stations de compression situées le long du réseau ainsi qu'à moderniser des croisements de pipelines existants et à ajouter de nouveaux croisements dans des endroits clés. Ce projet a été mis en service en août 2018.
- **Gazoduc Valley Crossing** – Pipeline de gaz naturel reliant le carrefour Agua Dulce à un raccordement extracôtière avec le projet Sur de Texas-Tuxpan en cours de construction par un tiers. Le projet permettra au Mexique de répondre à ses besoins grandissants en production d'électricité au gaz en lui fournissant une capacité pouvant atteindre 2,6 milliards de pieds cubes par jour. Selon un plan d'exécution actualisé, le coût révisé du projet s'élève à 1,6 G\$ US, soit une augmentation d'environ 12 % par rapport aux estimations antérieures par suite des changements apportés à la portée du projet, de la modification des tracés et des retards accumulés en raison de mauvaises conditions en mer. Ce projet a été mis en service le 31 octobre 2018.
- **Programme Spruce Ridge** – Prolongement par Westcoast Energy Inc. de son gazoduc situé en Colombie-Britannique jusque dans le nord de cette province. Le programme comprend le projet de doublement Aitken Creek et le projet de prolongement Spruce Ridge. En raison de retards attribuables au processus réglementaire, la date d'entrée en service prévue du programme a été reportée au premier trimestre de 2020.

## ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

- **Projet éolien extracôtière Rampion** – Le projet a produit de l'électricité pour la première fois en novembre 2017. Le reste des turbines a été mis en service en mars 2018, et le parc a atteint sa pleine capacité d'exploitation au deuxième trimestre de 2018.

## PROJETS DE CROISSANCE – QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

### Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)

EEP fait les démarches nécessaires pour obtenir les permis de construction requis pour le programme L3R aux États-Unis dans l'État du Minnesota. Le projet exige un certificat et l'approbation du tracé de la MNPUC.

Le 28 juin 2018, la MNPUC a approuvé la délivrance d'un certificat et le tracé privilégié par EEP, avec quelques modifications mineures et sous réserve de certaines conditions. La MNPUC a délivré son certificat le 5 septembre 2018. Quant à l'approbation du tracé, elle a été accordée le 26 octobre 2018. Des permis sont également requis de l'United States Army Corps of Engineers (« Army Corps »), d'organismes d'État (dont le département des Ressources naturelles et l'Agence de contrôle de la pollution du Minnesota) et d'administrations locales de ce même État. EEP s'attend à recevoir tous les permis exigés à temps pour entreprendre les travaux de construction au premier trimestre de 2019 et prévoit toujours la mise en service du projet durant la deuxième moitié de 2019.

## ANNONCE D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT

Nous avons annoncé les projets suivants, mais ils n'ont pas encore rempli nos critères pour être classés comme étant garantis sur le plan commercial.

### OLÉODUCS

- **Projet de pipeline Gray Oak** – Le 24 avril 2018, Gray Oak Pipeline, LLC a annoncé avoir reçu suffisamment d'engagements contraignants suite à un premier appel de soumissions pour pouvoir procéder à la construction du pipeline Gray Oak. Un deuxième appel de soumissions a été achevé en juillet 2018. Le pipeline Gray Oak assurera le transport de pétrole brut de l'ouest du Texas à des destinations comprises dans les marchés de Corpus Christi et Sweeny/Freeport. Le pipeline devrait entrer en service à la fin de 2019 et il pourrait disposer d'une capacité ultime d'environ 1 million de barils par jour, sous réserve d'engagements supplémentaires de la part des expéditeurs. Nous avons pris une option en vue d'acquérir une participation dans le pipeline.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le maintien d'une solide situation financière et la souplesse à ce titre sont essentiels à notre stratégie de croissance, en raison notamment du nombre important de projets d'immobilisations actuellement garantis ou en voie d'aménagement et de leur envergure. L'accès au financement en temps opportun sur les marchés des capitaux pourrait être limité par des facteurs indépendants de notre volonté, notamment la volatilité des marchés financiers découlant d'événements économiques ou politiques en Amérique du Nord et ailleurs. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre des stratégies et des plans financiers visant à nous assurer que nous disposons de liquidités suffisantes pour répondre à nos besoins d'exploitation normaux et à nos besoins en capitaux futurs. À court terme, nous comptons généralement avoir recours à nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation et à l'émission de billets de trésorerie ou à des prélèvements sur nos facilités de crédit, de même qu'au produit de placements sur les marchés des capitaux, pour financer nos obligations à leur échéance, nos dépenses en immobilisations et les remboursements de notre dette ainsi que pour verser des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Nous prévoyons disposer de liquidités suffisantes au moyen de facilités de crédit engagées consenties par un groupe diversifié de banques et d'institutions financières nous permettant de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans devoir recourir aux marchés financiers.

Notre programme de financement est périodiquement mis à jour en fonction de l'évolution des besoins en capitaux et de la situation des marchés financiers; il cerne diverses sources potentielles de financement par emprunt et par capitaux propres.

## ACCÈS AUX MARCHÉS DES CAPITAUX

Nous veillons à pouvoir accéder facilement aux marchés des capitaux, sous réserve des conditions du marché, grâce à la tenue à jour de prospectus de base permettant l'émission de titres de créance à long terme, d'actions et d'autres formes de titres à long terme lorsque les conditions des marchés sont attrayantes.

### Facilités de crédit et liquidités

Pour maintenir nos liquidités et pour atténuer le risque lié aux perturbations des marchés des capitaux, nous maintenons notre accès à des fonds par le truchement de nos facilités de crédit bancaire engagées et nous gérons activement nos sources de financement bancaire pour optimiser les taux et les autres modalités. Le tableau ci-après présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 30 septembre 2018.

	Dates d'échéance	30 septembre 2018		
		Total des facilités	Prélève- ments <sup>1</sup>	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2019-2023	5 602	2 330	3 272
Enbridge (U.S.) Inc.	2019	1 829	—	1 829
Enbridge Energy Partners, L.P. <sup>2</sup>	2019-2022	3 167	2 210	957
Enbridge Gas Distribution Inc.	2019-2020	1 017	779	238
Enbridge Income Fund	2020	1 500	9	1 491
Pipelines Enbridge Inc.	2020	3 000	1 214	1 786
Spectra Energy Partners, LP <sup>3</sup>	2022	3 232	2 153	1 079
Union Gas	2021	700	481	219
<b>Total des facilités de crédit engagées</b>		<b>20 047</b>	<b>9 176</b>	<b>10 871</b>

<sup>1</sup> Compte tenu des montants prélevés sur les facilités de crédit, des lettres de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par les facilités de crédit.

<sup>2</sup> Comprennent des engagements de 239 M\$ (185 M\$ US) qui viennent à échéance en 2020.

<sup>3</sup> Comprennent des engagements de 435 M\$ (336 M\$ US) qui viennent à échéance en 2021.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, Enbridge (U.S.) Inc. a résilié une facilité de crédit de 500 M\$ US dont l'échéance était en 2019 et a remboursé les montants prélevés sur cette facilité. Par ailleurs, une facilité de crédit inutilisée de 100 M\$ US d'Enbridge est arrivée à échéance.

Au cours du premier trimestre de 2018, Enbridge a résilié une facilité de crédit de 650 M\$ US dont l'échéance était en 2019 et a remboursé les montants prélevés sur cette facilité. Par ailleurs, Enbridge (U.S.) Inc. a résilié une facilité de crédit inutilisée de 950 M\$ US venant à échéance en 2019.

Au cours du premier trimestre de 2018, Westcoast Energy Inc. a résilié une facilité de crédit inutilisée de 400 M\$ contractée auprès d'un syndicat de banques. Cette facilité avait été contractée dans le cadre de l'opération de fusion et devait arriver à échéance en 2021.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous conservons des facilités de crédit à vue non engagées de 790 M\$, sur lesquelles un montant de 564 M\$ était inutilisé au 30 septembre 2018.

Au 31 décembre 2017, nous conservons des facilités de crédit non engagées de 792 M\$, sur lesquelles un montant de 518 M\$ était inutilisé.

Le montant net de 11 514 M\$ de nos liquidités disponibles au 30 septembre 2018 comprenait 643 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Nos ententes de facilité de crédit et conventions d'emprunts à terme comprennent des dispositions en cas de défaut et des clauses restrictives standards, en application desquelles un remboursement accéléré ou la résiliation des ententes peuvent être exigés si nous nous trouvons en situation de défaut de paiement ou contrevenons à certaines clauses restrictives. Au 30 septembre 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives et nous prévoyons continuer de nous y conformer.

## ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, nous avons émis les titres de créance à long terme suivants :

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Mars 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en 2078 <sup>1</sup>	850 \$ US
	Avril 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en 2078 <sup>2</sup>	750 \$
	Avril 2018	Billets à taux fixe-variable de rang inférieur échéant en 2078 <sup>3</sup>	600 \$ US
Spectra Energy Partners, LP <sup>4</sup>			
	Janvier 2018	Billets de premier rang à 3,50 % échéant en 2028	400 \$ US
	Janvier 2018	Billets de premier rang à 4,15 % échéant en 2048	400 \$ US

1 Les billets viennent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation à compter de la 10<sup>e</sup> année. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,25 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à évaluer le taux interbancaire offert à Londres (le « taux LIBOR ») à trois mois majoré de 364 points de base de la 10<sup>e</sup> à la 30<sup>e</sup> année et de 439 points de base de la 30<sup>e</sup> à la 60<sup>e</sup> année.

2 Les billets viennent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation à compter de la 10<sup>e</sup> année. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,625 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à évaluer le Canadian Dollar Offered Rate majoré de 432 points de base de la 10<sup>e</sup> à la 30<sup>e</sup> année et de 507 points de base de la 30<sup>e</sup> à la 60<sup>e</sup> année.

3 Les billets viennent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation à compter de la 5<sup>e</sup> année. Pour les cinq premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,375 %. Par la suite, le taux d'intérêt est établi de manière à évaluer le taux LIBOR à trois mois majoré de 359 points de base de la 5<sup>e</sup> à la 10<sup>e</sup> année, de 384 points de base de la 10<sup>e</sup> à la 25<sup>e</sup> année et de 459 points de base de la 25<sup>e</sup> à la 60<sup>e</sup> année.

4 Émises par l'entremise de Texas Eastern Transmission, LP, filiale en propriété exclusive en exploitation de SEP.

## REMBOURSEMENT SUR LA DETTE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, nous avons effectué les remboursements suivants sur notre dette à long terme afin de simplifier davantage notre structure de financement par emprunt postérieure à l'opération de fusion :

Société	Date de remboursement		Montant du capital	Contrepartie en trésorerie <sup>1</sup>
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
Enbridge Energy Partners, L.P.	Avril 2018	Billets de premier rang à 6,50 %	400 \$ US	
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C	Juin 2018	Billets à moyen terme à 3,98 % échéant en juin 2040	20 \$ US	
Enbridge Southern Lights LP	Janvier 2018	Billets à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	9 \$	
	Juillet 2018	Billets à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	8 \$	
Midcoast Energy Partners, L.P.	Rachat <sup>2</sup>			
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 3,56 % échéant en septembre 2019	75 \$ US	76 \$ US
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 4,04 % échéant en septembre 2021	175 \$ US	182 \$ US
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 4,42 % échéant en septembre 2024	150 \$ US	161 \$ US
Spectra Energy Capital, LLC	Rachat par voie d'offre publique d'achat <sup>2</sup>			
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 6,75 % échéant en 2032	64 \$ US	80 \$ US
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 7,50 % échéant en 2038	43 \$ US	59 \$ US
	Rachat <sup>2</sup>			
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 5,65 % échéant en 2020	163 \$ US	172 \$ US
	Mars 2018	Billets non garantis de premier rang à 3,30 % échéant en 2023	498 \$ US	508 \$ US
	Remboursement			
	Avril 2018	Billets de premier rang à 6,20 %	272 \$ US	
	Juillet 2018	Billets de premier rang à 6,75 %	118 \$ US	
Spectra Energy Partners, LP	Septembre 2018	Billets de premier rang à 2,95 %	500 \$ US	
Union Gas	Avril 2018	Billets à moyen terme à 5,35 %	200 \$	
	Août 2018	Débeture à 8,75 %	125 \$	
Westcoast Energy Inc.	Mai 2018	Billets garantis de premier rang à 6,90 %	13 \$	
	Mai 2018	Billets garantis de premier rang à 4,34 %	4 \$	
	Septembre 2018	Débeture à 8,50 %	150 \$	

<sup>1</sup> La contrepartie en trésorerie est présentée lorsque le montant du remboursement diffère du montant du capital.

<sup>2</sup> La perte de 64 M\$ (50 M\$ US) découlant de l'extinction de la dette, déduction faite de l'ajustement de juste valeur comptabilisé à la conclusion de l'opération de fusion, a été comptabilisée dans la charge d'intérêts aux états consolidés des résultats.

La forte croissance des flux de trésorerie d'origine interne, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de notre modèle d'affaires sont en phase avec notre profil de crédit. Nous surveillons et gérons activement nos mesures financières clés dans le but de maintenir une notation de première qualité auprès des grandes agences d'évaluation du crédit et d'aider à protéger les modalités avantageuses selon lesquelles nous avons accès au financement bancaire et à des capitaux d'emprunt à terme. Les mesures clés de notre vigueur financière faisant l'objet d'une gestion serrée sont notamment

la capacité à assurer le service de la dette à même les flux de trésorerie d'exploitation et le ratio de la dette sur le capital total. Au 30 septembre 2018, notre ratio de capitalisation de la dette s'élevait à 46,8%, comparativement à 48,3 % au 31 décembre 2017.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions, totalisant 83 M\$, comprend les rentrées de trésorerie d'EGD et d'Union Gas versées par le gouvernement de l'Ontario pour le financement du programme du Fonds d'investissement vert de la province. De plus, notre trésorerie soumise à restrictions comprend une garantie en trésorerie et des montants reçus au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. En général, nous n'avons aisément accès à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par EEP, le groupe du fonds et SEP qu'une fois que les distributions sont déclarées et versées par ces entités, ce qui a lieu trimestriellement pour EEP et SEP et mensuellement pour le groupe du fonds. Par ailleurs, nous ne pouvons pas aisément accéder pour d'autres usages à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales à l'étranger.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, nous avons un fonds de roulement négatif au 30 septembre 2018. Le financement continu du programme d'investissement de croissance a été le principal facteur du déficit de notre fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, nous maintenons un montant considérable de liquidités grâce aux facilités de crédit engagées et à d'autres sources déjà mentionnées, qui permettent le règlement des passifs à l'échéance. Au 30 septembre 2018 et au 31 décembre 2017, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait 11 514 M\$ et 12 959 M\$, respectivement.

## PROVENANCE ET AFFECTATION DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Activités d'exploitation	7 999	5 315
Activités d'investissement	(3 072)	(8 034)
Activités de financement	(4 811)	2 081
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises et de la trésorerie soumise à restrictions	23	(77)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	139	(715)

Les principales provenances et affectations des flux de trésorerie pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 30 septembre 2017 sont résumées ci-après.

### Activités d'exploitation

- L'augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 témoigne des facteurs d'exploitation favorables dont il est question à la rubrique *Résultats d'exploitation*. La hausse des flux de trésorerie d'exploitation est essentiellement attribuable à l'apport de nouveaux actifs mis en service en 2017 et 2018 et à celui de nouveaux actifs issus de la conclusion de l'opération de fusion.
- La variation des actifs et des passifs d'exploitation compris dans les activités d'exploitation s'est établie à 943 M\$ et 121 M\$, respectivement, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017. Nos actifs et nos passifs d'exploitation fluctuent dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment l'incidence de la fluctuation des prix des marchandises et le niveau d'activité du fonds de roulement des secteurs Services énergétiques et Distribution de gaz, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements.

### Activités d'investissement

- La baisse des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, comparativement à la période correspondante de 2017, s'explique essentiellement par des activités survenues en 2017 qui n'ont pas eu lieu en 2018, dont l'acquisition d'une participation de 2,0 G\$ (1,5 G\$ US) dans le réseau pipelinier Bakken qui a été en partie annulée par un montant en trésorerie de 0,7 G\$ reçu dans le cadre de l'opération de fusion.
- La baisse des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement en 2018 tient également à un produit de 1,9 G\$ à la vente de MOLP et d'actifs d'énergie renouvelable internationaux comparativement à un produit de 0,6 G\$ à la vente d'actifs pour la période correspondante de 2017. Le produit de la vente de ces actifs a été affecté à notre programme d'investissements de croissance et au remboursement de billets à terme venus à échéance et de facilités de crédit, dont il est question à la rubrique *Activités de financement*.
- Un autre facteur expliquant la baisse des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement consiste en des distributions provenant de participations dans des satellites qui ont surpassé le bénéfice cumulé de 1 243 M\$ et de 62 M\$, respectivement, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017. Le 30 avril 2018, SEP a reçu une distribution de Sabal Trail s'élevant à 952 M\$ (744 M\$ US) à titre de remboursement de capital partiel relatif aux coûts de construction et d'aménagement financés antérieurement par les associés de Sabal Trail.
- Nous poursuivons l'exécution de notre programme d'investissements de croissance, qui est décrit plus en détail à la rubrique *Projets de croissance - Projets garantis sur le plan commercial*. Le calendrier de l'approbation, de la construction et de la mise en service des projets influe sur le moment des besoins en flux de trésorerie.

### Activités de financement

- Au cours des neuf premiers mois de 2018, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont atteint 4 811 M\$, comparativement à des rentrées de trésorerie liées aux activités de financement de 2 081 M\$ pour la période correspondante de 2017. L'écart s'explique surtout par le remboursement de billets à terme venus à échéance et de facilités de crédit ainsi que par la diminution des titres de créance à long terme émis en 2018 comparativement à la période correspondante de 2017. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, nous avons vendu une participation dans nos actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis à l'OIRPC. Le produit de cette vente ainsi que de la vente de MOLP et d'actifs d'énergie renouvelable internationaux dont il est question à la rubrique *Activités d'investissement* ci-dessus a servi principalement à rembourser des billets à terme venus à échéance et des facilités de crédit, tandis que le produit des titres hybrides émis au premier semestre de 2018 a principalement servi au remboursement de facilités de crédit et au rachat ou au remboursement des billets non garantis de premier rang de Spectra Energy Capital, LLC en circulation.
- Les rentrées de trésorerie liées aux activités de financement ont diminué en raison des apports moindres de participations ne donnant pas le contrôle et de participations ne donnant pas le contrôle rachetables totalisant, respectivement, 475 M\$ et 552 M\$. Les apports des participations ne donnant pas le contrôle reçus en 2017 provenaient de projets terminés pour lesquels il n'y a eu aucun apport en 2018. En avril 2017, des apports de participations ne donnant pas le contrôle rachetables ont été reçus dans le cadre d'un placement secondaire relatif à notre participation dans ENF. Aucun placement similaire n'a eu lieu durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2018.
- Enfin, exception faite des dividendes versés aux actionnaires de Spectra Energy Corp qui avaient été déclarés avant l'opération de fusion, les dividendes versés sur nos actions ordinaires ont augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, principalement en raison de la hausse du taux de dividende sur les actions au premier trimestre de 2018 ainsi que de l'augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion et de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 dans le cadre d'un placement privé.

### **Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions**

Pour les trimestres clos les 30 septembre 2018 et 2017, les dividendes déclarés ont totalisé 1 152 M\$ et 1 001 M\$, respectivement, dont 761 M\$ et 650 M\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes payés, soit 391 M\$ et 351 M\$, respectivement, a été réinvesti selon les modalités du régime de réinvestissement de dividendes (le « régime ») et a donné lieu à l'émission d'actions ordinaires plutôt qu'à un paiement au comptant. Pour les trimestres clos les 30 septembre 2018 et 2017, respectivement, 33,9 % et 35,1 % du total des dividendes déclarés ont été réinvestis dans le cadre du régime.

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017, les dividendes déclarés ont totalisé, respectivement, 2 297 M\$ et 2 552 M\$. Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017, les dividendes payés se sont élevés à 3 435 M\$ et 2 552 M\$, respectivement, dont 2 254 M\$ et 1 663 M\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes payés, soit 1 181 M\$ et 889 M\$, respectivement, a été réinvesti selon les modalités du régime et a donné lieu à l'émission d'actions ordinaires plutôt qu'à un paiement au comptant. Outre les montants payés au comptant et pris en compte dans les activités de financement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, des dividendes de 414 M\$ ont été déclarés à l'intention des actionnaires de Spectra Energy Corp avant l'opération de fusion et leur ont été payés après l'opération de fusion. Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017, respectivement, 34,4 % et 34,8 % des dividendes payés ont été réinvestis dans le cadre du régime.

Le 2 novembre 2018, nous avons annoncé l'annulation de notre régime de réinvestissement des dividendes avec prise d'effet immédiate. Avant l'annonce, nos actionnaires ont eu l'occasion de participer au régime, ce qui a permis aux participants de bénéficier d'un escompte de 2 % sur le prix du marché à l'achat d'actions ordinaires au moyen des dividendes réinvestis et de faire des versements au comptant supplémentaires pour l'achat d'actions au prix du marché sans avoir à payer de frais de courtage ou d'une autre nature.

En raison de cette annonce, les actionnaires reçoivent seulement des dividendes au comptant à compter de la date de versement de dividendes actuellement prévue pour le 1<sup>er</sup> décembre 2018 aux actionnaires inscrits le 15 novembre 2018. Si nous décidons de rétablir ce régime dans l'avenir, la participation sera rétablie automatiquement pour les participants inscrits au régime au moment de son annulation qui y seront toujours inscrits au moment de son rétablissement.

Notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1<sup>er</sup> décembre 2018 aux actionnaires inscrits le 15 novembre 2018.

	Dividende par actions
Actions ordinaires	0,67100 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C <sup>1</sup>	0,23934 \$
Actions privilégiées, série D <sup>2</sup>	0,27875 \$
Actions privilégiées, série F <sup>3</sup>	0,29306 \$
Actions privilégiées, série H <sup>4</sup>	0,27350 \$
Actions privilégiées, série J	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L	0,30993 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,25000 \$
Actions privilégiées, série P	0,25000 \$
Actions privilégiées, série R	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 1 <sup>5</sup>	0,37182 \$ US
Actions privilégiées, série 3	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 5	0,27500 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 9	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 11	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 13	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 15	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 17	0,32188 \$
Actions privilégiées, série 19 <sup>6</sup>	0,30625 \$

1 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série C a augmenté, passant de 0,20342 \$ à 0,22685 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2018, de 0,22685 \$ à 0,22748 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2018, et de 0,22748 \$ à 0,23934 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2018, en raison d'une refixation trimestrielle suivant la date d'émission des actions privilégiées de cette série.

2 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série D a augmenté, passant de 0,25000 \$ à 0,27875 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2018, en raison d'une refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2018 aux termes des dispositions relatives à la refixation du taux de dividende s'appliquant à cette série.

3 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série F a augmenté, passant de 0,25000 \$ à 0,29306 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2018, en raison d'une refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> juin 2018 aux termes des dispositions relatives à la refixation du taux de dividende s'appliquant à cette série.

4 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série H a augmenté, passant de 0,25000 \$ à 0,27350 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2018, en raison d'une refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> septembre 2018 et tous les cinq ans par la suite.

5 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 1 a augmenté, passant de 0,25000 \$ US à 0,37182 \$ US le 1<sup>er</sup> juin 2018, en raison d'une refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> juin 2018 aux termes des dispositions relatives à la refixation du taux de dividende s'appliquant à cette série.

6 Le taux de dividende par action sur les actions de série 19 a augmenté, passant de 0,26850 \$ au taux de dividende trimestriel régulier de 0,30625 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2018.

## **FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES**

### **OLÉODUCS**

#### **Questions de nature juridique liées à Eddystone Rail**

En février 2017, notre filiale Eddystone Rail Company, LLC (« Eddystone Rail ») a intenté une poursuite contre plusieurs parties défenderesses devant la cour de district des États-Unis pour le district est de la Pennsylvanie. Eddystone Rail allègue que les parties défenderesses ont transféré des actifs importants de la contrepartie d'Eddystone Rail dans un contrat maritime afin d'éviter de s'acquitter des obligations en suspens à l'égard d'Eddystone Rail. Eddystone Rail réclame un paiement de dommages-intérêts compensatoires et punitifs supérieurs à 140 M\$ US. Le 19 juillet 2017, les requêtes visant à obtenir le rejet de l'action d'Eddystone Rail présentées par les parties défenderesses ont été refusées. Les parties défenderesses ont soumis des réponses et demandes reconventionnelles qui, de concert avec les modifications subséquentes, réclament d'Eddystone Rail des dommages-intérêts supérieurs à 32 M\$ US. Eddystone a déposé une requête visant à obtenir le rejet des demandes reconventionnelles et les parties défenderesses ont modifié leurs réponses et demandes reconventionnelles le 21 septembre 2017.

Le 12 octobre 2017, Eddystone Rail a demandé le rejet de la dernière version des demandes reconventionnelles des parties défenderesses. Le 6 février 2018, la cour de district des États-Unis pour le District de Columbia (« la cour ») a rejeté sans préjudice la requête d'Eddystone Rail visant à obtenir le rejet des demandes reconventionnelles des parties défenderesses. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des demandes reconventionnelles des parties défenderesses. Le 7 septembre 2018, la cour a agréé une requête d'Eddystone visant à modifier sa demande afin d'ajouter plusieurs sociétés affiliées des parties défenderesses à titre de parties défenderesses. Les requêtes en vue d'obtenir le rejet de la demande modifiée d'Eddystone sont actuellement en cours d'examen. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des demandes de rejet de la demande modifiée d'Eddystone des parties défenderesses.

#### **Dakota Access Pipeline**

En février 2017, les Sioux de la Standing Rock et les Sioux de la Cheyenne River (« les tribus ») ont déposé des requêtes devant la cour, contestant la validité du processus utilisé par l'Army Corps pour autoriser Dakota Access Pipeline (« DAPL »). Les demanderesses ont sollicité une ordonnance de la cour forçant l'exploitant à fermer le pipeline jusqu'à la conclusion d'un processus réglementaire satisfaisant.

Le 14 juin 2017, la cour a statué que l'Army Corps n'avait pas bien mesuré l'ampleur de la controverse que susciteraient les effets du projet et n'avait pas adéquatement examiné les conséquences qu'aurait un déversement de pétrole sur les droits de chasse et de pêche des tribus et sur la justice environnementale (l'« ordonnance de juin 2017 »). La cour a ordonné à l'Army Corps de réviser ces éléments de son étude environnementale. Le 11 octobre 2017, la cour a rendu une ordonnance autorisant DAPL à poursuivre l'exploitation du pipeline jusqu'à ce que l'Army Corps ait complété l'examen environnemental complémentaire conformément à l'ordonnance de juin 2017. La cour a également ordonné à DAPL de mettre en place certaines mesures provisoires dans l'attente de cet examen complémentaire. L'Army Corps a rendu sa décision le 31 août 2018 et a conclu qu'aucun examen environnemental complémentaire n'était nécessaire. Les tribus étudient actuellement la décision de l'Army Corps.

#### **Questions de nature réglementaire relatives à Seaway Pipeline**

Seaway Crude Pipeline System (« Seaway Pipeline ») a déposé une demande visant à exiger des taux établis en fonction du marché en décembre 2011, demande qu'elle a déposée de nouveau en décembre 2014. Dans leurs commentaires, plusieurs parties se sont opposées à la demande, alléguant qu'elle devrait être refusée au motif que Seaway Pipeline exerce une position dominante sur les marchés, aussi bien à la réception qu'à la destination. La décision du juge administratif, rendue le 1<sup>er</sup> décembre 2016, établit que la Commission devrait agréer la demande de Seaway Pipeline de l'autoriser à percevoir des taux établis en fonction du marché. Dans une ordonnance datée du 17 mai 2017, la Commission a confirmé les conclusions du juge administratif selon lesquelles Seaway Pipeline n'exerce pas de position dominante sur les marchés visés, et l'a autorisée à percevoir des taux établis en fonction du marché. Aucune demande de nouvelle audience ou de révision n'a été déposée. L'ordonnance est désormais définitive.

## **TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES**

### **Cassation du certificat de la FERC visant Sabal Trail**

Le 20 septembre 2016, Sierra Club et deux autres organisations non gouvernementales ont présenté à la cour d'appel de circuit du District de Columbia une requête en cassation du certificat de la FERC visant Sabal Trail. Le 22 août 2017, la cour a rendu une opinion rejetant une des requêtes et agréant l'autre requête en partie, invalidant le certificat et déférant l'affaire à la FERC pour que celle-ci complète l'étude d'impact environnemental du projet afin d'estimer la quantité de gaz à effet de serre qui seront rejetés dans l'environnement par les centrales électriques alimentées au gaz de Floride qui consommeront le gaz transporté par Sabal Trail. La cour a suspendu la délivrance de l'ordonnance exigeant l'invalidation du certificat jusqu'à sept jours après que soit rendue la décision relative à toute demande de nouvelle audience présentée dans les délais prescrits. Le 6 octobre 2017, Sabal Trail et la FERC ont chacune présenté, dans les délais prescrits, une demande de nouvelle audience. Le 31 janvier 2018, la cour a rejeté les demandes de nouvelle audience de la FERC et de Sabal Trail. Le 5 février 2018, la FERC a publié son étude d'impact environnemental définitive conformément à la décision de la cour de circuit du District de Columbia. Par ailleurs, le 6 février 2018, la FERC a déposé une requête auprès de la cour visant à obtenir une suspension de 45 jours de l'ordonnance. Le 7 mars 2018, la cour a agréé la requête de la FERC visant une suspension de 45 jours de l'ordonnance, précisant que cette suspension devait être en vigueur jusqu'au 26 mars 2018. Le 14 mars 2018, la FERC a émis son ordonnance de renvoi rétablissant le certificat et les autorisations suspendus par la décision rendue par la cour le 22 août 2017, et le 30 mars 2018, la cour a rendu son ordonnance.

Sierra Club et deux autres organismes non gouvernementaux, ainsi que les deux propriétaires fonciers, ont déposé, en temps opportun, des demandes de nouvelle audience auprès de la FERC relativement à l'ordonnance du 14 mars 2018. Le 10 août 2018, la FERC a rendu une ordonnance rejetant les requêtes de Sierra Club et des autres parties demandant une nouvelle audience sur l'ordonnance de renvoi de la FERC. Aucun pourvoi en appel de l'ordonnance du 14 mars 2018 de la FERC n'a été déposé en temps opportun. Cette ordonnance est désormais définitive et sans appel.

## **DISTRIBUTION DE GAZ**

Par voie du Règlement de l'Ontario 386/18 adopté le 3 juillet 2018, le gouvernement de l'Ontario a mis fin au Programme de plafonnement et d'échange de la province et a interdit aux participants inscrits d'acheter, de vendre, d'échanger ou d'une quelconque autre façon négocier des droits et des crédits d'émissions. Par la suite, le 6 juillet 2018, la CÉO a suspendu son examen des plans de conformité au Programme de plafonnement et d'échange de 2018 d'EGD et d'Union Gas. Le 25 juillet 2018, le gouvernement de l'Ontario a présenté le projet de loi 4 pour annuler le Programme de plafonnement et d'échange. Par la suite, dans une lettre datée du 30 août 2018, la CÉO a donné instruction à EGD et Union Gas de demander le retrait des frais de plafonnement et d'échange de leurs demandes relatives au mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs (« MRTT ») d'octobre 2018, retirant par le fait même les frais en question des factures des clients à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2018. La lettre donnait aussi instruction à EGD et à Union Gas de demander la sortie de tout solde créditeur net total projeté de leurs comptes de report et d'écart se rapportant au système de plafonnement et d'échange à partir du 30 septembre 2018.

Conformément à la directive de la CÉO, le 11 septembre 2018, EGD et Union Gas ont déposé leurs demandes relatives au MRTT d'octobre 2018, dans lesquelles figuraient les demandes visant le retrait des frais de plafonnement et d'échange et le remboursement des soldes figurant aux comptes de report et d'écart associés à ce même système pour les clients, à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2018. La CÉO a approuvé les demandes présentées par EGD et Union Gas concernant le MRTT le 27 septembre 2018.

Le 31 octobre 2018, le Projet de loi 4 a reçu la sanction royale par le gouvernement de l'Ontario, ce qui permet la liquidation du programme de plafonnement et d'échange.

## **AUTRES LITIGES**

Nos filiales et nous faisons l'objet de diverses autres poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire qui se produisent dans le cours normal des activités, notamment des interventions dans le cadre des instances réglementaires ainsi que des contestations des approbations réglementaires et des permis par des groupes d'intérêt. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de

ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions significatives sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés.

#### **ENGAGEMENTS AU TITRE DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS**

Nous avons conclu des ententes d'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux totalisant 3 301 M\$ devant être payés au cours des cinq prochaines années.

#### **QUESTIONS FISCALES**

Nos filiales et nous conservons des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, à notre avis, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

#### **MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES**

Il y a lieu de consulter la rubrique 1, *États financiers - Note 2. Modifications de conventions comptables*.

### **RUBRIQUE 3. INFORMATIONS QUANTITATIVES ET QUALITATIVES SUR LE RISQUE DE MARCHÉ**

Notre exposition au risque de marché est décrite dans la partie II, rubrique 7A, *Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché*, de notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, déposé auprès de la SEC le 16 février 2018. Nous croyons que notre exposition au risque de marché n'a pas changé de façon significative depuis cette date.

### **RUBRIQUE 4. CONTRÔLES ET PROCÉDURES**

#### **Évaluation des contrôles et des procédures de communication de l'information**

Les contrôles et procédures de communication de l'information représentent des contrôles et autres procédures conçus de manière à assurer que l'information que nous devons inclure dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de la *Securities Exchange Act of 1934* (l'« Exchange Act ») est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais imposés par les règles et formulaires de la SEC. Les contrôles et procédures comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus de manière à fournir l'assurance raisonnable que l'information devant figurer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est regroupée et communiquée à la direction, notamment au chef de la direction et au chef des finances, le cas échéant, afin de permettre de prendre des décisions en temps opportun au sujet de sa présentation.

Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, nous avons évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information (au sens des Règles 13a-15(e) et 15d-15(e) en vertu de l'Exchange Act) en date du 30 septembre 2018, et cette évaluation a permis au chef de la direction et au chef des finances de conclure que ces contrôles et procédures sont efficaces pour assurer que l'information que nous devons inclure dans les rapports que nous déposons ou soumettons auprès de la SEC et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais imposés.

#### **Changements apportés au contrôle interne à l'égard de l'information financière**

Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, nous avons évalué les changements apportés au contrôle interne à l'égard de l'information financière (au sens des Règles 13a-15(f) et 15d-15(f) en vertu de l'Exchange Act) au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018 et nous n'avons trouvé aucune modification ayant touché, ou étant raisonnable susceptible de toucher, de façon importante le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

## PARTIE II – AUTRES RENSEIGNEMENTS

### RUBRIQUE 1. INSTANCES JUDICIAIRES

Nous sommes parties à diverses poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire survenant dans le cours normal de nos activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés. Pour une description des instances judiciaires auxquelles nous sommes parties, se reporter à la partie I, rubrique 2, *Rapport de gestion - Faits nouveaux en matière juridique et autres*.

### RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE

Outre les autres renseignements figurant dans le présent rapport, une attention particulière doit aussi être apportée aux facteurs traités dans la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque* de notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui pourraient avoir une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats futurs. Sauf ce qui est énoncé ci-dessous, ces facteurs de risque n'ont pas changé.

***Nos activités sont assujetties aux lois et règlements régissant la sécurité des pipelines, dont le respect peut exiger des dépenses en immobilisations considérables, augmenter nos coûts d'exploitation et se répercuter sur nos plans d'affaires, voire les limiter.***

Bon nombre de nos activités sont réglementées. La nature et la portée des lois et règlements qui régissent les sociétés énergétiques du Canada et des États-Unis ont beaucoup évolué ces dernières années, et d'autres modifications substantielles pourraient encore y être apportées.

Le 8 février 2018, le gouvernement du Canada a adopté des mesures législatives visant à réviser le processus d'évaluation des grands projets en matière de ressources. Nous croyons que ces mesures législatives, si elles sont adoptées sans modifications, auraient des incidences néfastes pour les sociétés pipelinaires, plus particulièrement en ce qui a trait au processus d'examen réglementaire pour les nouveaux projets proposés qui sont des « projets désignés », en prolongeant d'une manière générale les calendriers de conception et d'exécution de ces projets et en rehaussant considérablement l'incertitude.

Le respect des modifications législatives pourrait se traduire par des coûts additionnels pour les nouveaux projets de pipelines et les installations actuellement en service. Le non-respect de la réglementation applicable pourrait entraîner de nombreuses conséquences susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur notre exploitation, nos résultats, notre situation financière et nos flux de trésorerie.

***Rien ne garantit que les opérations de regroupement avec nos entités détenues à titre de promoteur que nous proposons seront approuvées et finalement conclues, ou que les avantages anticipés découlant de ces opérations se concrétiseront.***

Au cours de la période intermédiaire, nous avons conclu des opérations de fusion ou des conventions d'arrangement distinctes avec les entités que nous détenons à titre de promoteur, soit SEP, EEP, EEQ et ENF. Ces propositions visent l'acquisition, sous forme d'opérations de regroupement distinctes, de la totalité des titres de capitaux propres en circulation de ces entités que nous ne détenons pas en propriété véritable. Aux termes des ententes :

- les porteurs de parts de SEP recevraient 1,111 action ordinaire d'Enbridge pour chaque part de SEP;
- les porteurs de parts d'EEP recevraient 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque part d'EEP;
- les actionnaires d'EEQ recevraient 0,335 action ordinaire d'Enbridge pour chaque action d'EEQ;
- les actionnaires d'ENF recevraient 0,7350 action ordinaire d'Enbridge pour chaque action d'ENF et un paiement en trésorerie d'au moins 0,45 \$ par action d'ENF.

Les ententes renferment des droits de résiliation, y compris les approbations des porteurs de parts ou des actionnaires, le cas échéant, les avis et approbations réglementaires habituels ainsi que les approbations de tierces parties.

Nous ne pouvons prédire si ces opérations seront approuvées ou quand elles le seront au nombre requis de voix des porteurs de titres des entités détenues à titre de promoteur respectives ni si toutes les conditions préalables seront satisfaites ou quand elles le seront. Toute variation du cours de nos actions ordinaires ou des parts ou actions, selon le cas, des entités détenues à titre de promoteur pourrait influencer sur la question de savoir si les porteurs de titres des entités visées approuveront ultimement les opérations proposées.

Les incertitudes au sujet des opérations proposées et de la date à laquelle elles auront lieu pourraient avoir des incidences négatives pour nous. Ces incertitudes pourraient avoir des incidences négatives sur le cours du marché de nos actions ordinaires, nos entreprises et nos résultats financiers.

## **RUBRIQUE 2. VENTES DE TITRES DE CAPITAUX PROPRES NON INSCRITS ET UTILISATION DU PRODUIT**

Aucunes.

## **RUBRIQUE 3. DÉFAUTS SUR TITRES DE PREMIER RANG**

Aucuns.

## **RUBRIQUE 4. INFORMATIONS SUR LA SÉCURITÉ DES MINES**

Sans objet.

## **RUBRIQUE 5. AUTRES RENSEIGNEMENTS**

Le 30 octobre 2018, Michael McShane a annoncé son départ à la retraite du conseil d'administration à compter du 31 octobre 2018. M. McShane était membre du conseil d'administration depuis le 27 février 2017 et membre du conseil d'administration de Spectra Energy Corp avant cette date. Sa décision de quitter le conseil d'administration était fonction de son emploi du temps chargé en raison d'autres obligations professionnelles et personnelles et ne découlait pas d'un désaccord au sujet de nos activités, politiques ou pratiques.

## RUBRIQUE 6. PIÈCES

Chacune des pièces présentées ci-après est incluse dans le cadre du présent rapport trimestriel. Les pièces incluses dans ce dépôt sont marquées d'un astérisque (« \* »); les pièces non marquées d'un astérisque ont été intégrées par renvoi à des documents déposés antérieurement, comme il est indiqué.

Numéro de la pièce	Description
2.1	<a href="#">Convention et plan de fusion datés du 5 septembre 2016, conclus entre Spectra Energy Corp, Enbridge Inc. et Sand Merger Sub, Inc. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)</a>
2.2	<a href="#">Convention et plan de fusion datés du 24 août 2018, conclus entre Spectra Energy Partners, LP, Spectra Energy Partners (DE) GP, LP, Enbridge Inc., Enbridge (U.S.) Inc., Autumn Acquisition Sub, LLC, et uniquement aux fins des articles I, II et XI, Enbridge US Holdings Inc., Spectra Energy Corp, Spectra Energy Capital, LLC et Spectra Energy Transmission, LLC. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 24 août 2018)</a>
2.3	<a href="#">Convention et plan de fusion datés du 17 septembre 2018, conclus entre Enbridge Energy Partners, L.P., Enbridge Energy Company, Inc., Enbridge Energy Management, L.L.C., Enbridge Inc., Enbridge (U.S.) Inc., Winter Acquisition Sub II, LLC, et uniquement aux fins des articles I, II et XI, Enbridge US Holdings Inc. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 18 septembre 2018)</a>
2.4	<a href="#">Convention et plan de fusion datés du 17 septembre 2018, conclus entre Enbridge Energy Management, L.L.C., Enbridge Inc., Winter Acquisition Sub I, Inc., et uniquement aux fins de l'article I, paragraphe 2.4, et de l'article X, Enbridge Energy Company Inc. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.2 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 18 septembre 2018)</a>
2.5	<a href="#">Convention d'arrangement datée du 17 septembre 2018, conclue entre Enbridge Inc. et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (intégrée par renvoi dans la pièce 2.3 du formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 18 septembre 2018)</a>
10.1	<a href="#">Contrat d'emploi de haut dirigeant intervenu entre Enbridge Employee Services, Inc. et William T. Yardley, daté du 25 juillet 2018 (intégré par renvoi dans la pièce 10.1 dans le formulaire 8-K d'Enbridge déposé le 27 juillet 2018)</a>
31.1*	<a href="#">Attestation en vertu de l'article 302 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.</a>
31.2*	<a href="#">Attestation en vertu de l'article 302 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.</a>
32.1*	<a href="#">Attestation en vertu de l'article 906 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.</a>
32.2*	<a href="#">Attestation en vertu de l'article 906 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.</a>
101.INS*	Document d'instance XBRL.
101.SCH*	Document – Schéma d'extension de taxonomie XBRL.
101.CAL*	Document – Linkbase de calcul d'extension de taxonomie XBRL.
101.DEF*	Document – Linkbase de définition d'extension de taxonomie XBRL.
101.LAB*	Document – Linkbase d'étiquette d'extension de taxonomie XBRL.
101.PRE*	Document – Linkbase de présentation d'extension de taxonomie XBRL.

## SIGNATURES

Conformément aux exigences de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, l'émetteur inscrit a dûment fait signer le présent rapport en son nom par le soussigné, qui y était dûment autorisé.

### **ENBRIDGE INC.**

(Émetteur inscrit)

Date : 2 novembre 2018

Par : /s/ Al Monaco

---

Al Monaco  
Président et chef de la direction

Date : 2 novembre 2018

Par : /s/ John K. Whelen

---

John K. Whelen  
Vice-président de groupe et chef des finances  
(Principal cadre financier)

425 - 1st Street S.W., bureau 200  
Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8

Téléphone: 403-231-3900

Télécopieur: 403-231-3920

Sans frais: 800-481-2804

[enbridge.com](http://enbridge.com)