

Rapport du premier trimestre de 2018



**UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, D.C. 20549**

FORMULAIRE 10-Q

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018

OU

**RAPPORT DE TRANSITION PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE
15(d) DE LA SECURITIES AND 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 – 1st 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 et affiché sur son site Web, le cas échéant, tous les dossiers de données interactifs (*interactive data files*) devant être présentés et affichés en vertu de la Règle 45 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 et d'afficher 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

(Ne pas cocher cette case pour un plus petit émetteur assujéti)

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 4 mai 2018, l'émetteur inscrit avait 1 704 740 177 actions ordinaires en circulation.

	<u>Page</u>
PARTIE I	
Rubrique 1. États financiers	7
Rubrique 2. Rapport de gestion	41
Rubrique 3. Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché	62
Rubrique 4. Contrôles et procédures	62
PARTIE II	
Rubrique 1. Instances judiciaires	63
Rubrique 1A. Facteurs de risque	63
Rubrique 2. Ventes de titres de capitaux propres non inscrits et utilisation du produit	63
Rubrique 3. Défauts sur titre de premier rang	63
Rubrique 4. Informations sur la sécurité des mines	63
Rubrique 5. Autres renseignements	64
Rubrique 6. Pièces	64
Signatures	65

GLOSSAIRE

ASU	Accounting Standards Update (normes comptables révisées)
BAIIA	bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement
DDI	droits de distribution incitatifs
Eddystone Rail	Eddystone Rail Company, LLC
EEP	Enbridge Energy Partners, L.P.
EGD	Enbridge Gas Distribution Inc.
Enbridge	Enbridge Inc.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie)
LGN	liquides de gaz naturel
loi TCJA	loi intitulée <i>Tax Cuts and Jobs Act</i>
MNPUC	Minnesota Public Utilities Commission (commission des services publics du Minnesota)
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 au Canada	tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3
réseau pipelinier de transport de LGN Texas Express	Texas Express PL LLC et Texas Express Gathering LLC
Sabal Trail	Sabal Trail Transmission, LLC
SEP	Spectra Energy Partners, LP

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 des projets et activités à venir d'Enbridge et de ses 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 coentreprises à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue des acquisitions et des cessions; les dividendes futurs estimatifs; le recouvrement des coûts pour le tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (« programme L3R au Canada »); 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; l'incidence du programme L3R au Canada sur les programmes d'intégrité en vigueur; la stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur; 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 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 l'incidence de l'opération de fusion, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, de la politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprises, 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 31 mars	
	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Produits d'exploitation		
Ventes de marchandises	7 268	6 866
Ventes liées à la distribution de gaz	1 926	1 363
Transport et autres services	3 532	2 917
Total des produits d'exploitation <i>(note 3)</i>	12 726	11 146
Charges d'exploitation		
Coûts des marchandises	6 997	6 550
Coûts liés à la distribution de gaz	1 324	1 015
Exploitation et administration	1 641	1 551
Amortissement	824	672
Perte de valeur d'actifs <i>(note 6)</i>	1 062	—
Total des charges d'exploitation	11 848	9 788
Bénéfice d'exploitation	878	1 358
Quote-part du bénéfice des satellites	335	236
Autres produits (charges)		
Perte de change nette	(185)	(5)
Autres	65	40
Charge d'intérêts	(656)	(486)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	437	1 143
Charge (recouvrement) d'impôts <i>(note 11)</i>	73	(198)
Bénéfice	510	945
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	24	(224)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	534	721
Dividendes sur les actions privilégiées	(89)	(83)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	445	638
Bénéfice par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	0,26	0,54
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	0,26	0,54

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice	510	945
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts		
Variation du gain (de la perte) non réalisé sur les couvertures de flux de trésorerie	66	(2)
Variation du gain (de la perte) non réalisé sur les couvertures d'investissement net	(184)	49
Autres éléments du résultat global des satellites	14	6
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	37	41
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(39)	4
Écart de conversion	1 579	432
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	1 473	530
Résultat global	1 983	1 475
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(147)	(374)
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	1 836	1 101
Dividendes sur les actions privilégiées	(89)	(83)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 747	1 018

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Trimestres clos les 31 mars	
	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	—	37 428
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	374	194
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	16	33
Solde à la fin de la période	51 127	48 147
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	3 194	3 399
Rémunération à base d'actions	17	35
Juste valeur de la rémunération à base d'actions en circulation gagnée de l'opération de fusion	—	77
Options exercées	(6)	(49)
Gain de dilution découlant de la restructuration de Spectra Energy Partners, LP (note 9)	1 136	—
Perte de dilution et autres	(28)	(36)
Solde à la fin de la période	4 313	3 426
Déficit		
Solde au début de la période	(2 468)	(716)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	534	721
Dividendes sur les actions privilégiées	(89)	(83)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	(548)
Dividendes versés sur la participation croisée	7	7
Adoption rétrospective d'une norme comptable (note 2)	(86)	—
Ajustement de la valeur de rachat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	120	152
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	(1 982)	(426)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 8)		
Solde au début de la période	(973)	1 058
Autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite de l'impôt	1 302	380
Solde à la fin de la période	329	1 438
Participation croisée		
Solde au début et à la fin de la période	(102)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	61 432	59 738
Participations ne donnant pas le contrôle		
Solde au début de la période	7 597	577
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	23	192
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite de l'impôt		
Variation du gain (de la perte) non réalisé sur les couvertures de flux de trésorerie	4	(1)
Écart de conversion	152	141
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures	8	10
Solde à la fin de la période	164	150
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	187	342
Participations ne donnant pas le contrôle résultant de l'opération de fusion	—	8 792
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company, Inc.	—	43
Distributions	(209)	(191)
Apports	8	215
Restructuration de Spectra Energy Partners, LP (note 9)	(1 486)	—
Autres	(15)	3
Solde à la fin de la période	6 082	9 781
Total des capitaux propres	67 514	69 519
Dividendes payés par action ordinaire	0,671	0,583

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>		
Activités d'exploitation		
Bénéfice	510	945
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation :		
Amortissement	824	672
Charge d'impôts reportés	(147)	161
Variation (du gain) de la perte non réalisée sur les instruments dérivés, montant net (note 10)	260	(418)
Quote-part du bénéfice des satellites	(335)	(236)
Distributions sur les participations dans des satellites	320	214
Perte de valeur d'actifs	1 062	—
Gain sur cessions	—	(14)
Autres	78	112
Variation de l'actif et du passif d'exploitation	622	340
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	3 194	1 776
Activités d'investissement		
Dépenses d'investissement	(1 635)	(1 642)
Placements à long terme	(209)	(2 537)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	57	11
Placements à long terme soumis à restrictions	(13)	(15)
Acquisition d'actifs incorporels	(258)	(233)
Trésorerie obtenue dans le cadre de l'opération de fusion	—	681
Produits de cessions	—	289
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	(10)	(2)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(2 068)	(3 448)
Activités de financement		
Variation nette des emprunts à court terme	(443)	410
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	(465)	2 662
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	2 061	—
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(996)	(513)
Coûts liés au règlement de la dette	(63)	—
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	8	215
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(209)	(271)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	20	11
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(84)	(54)
Émission d'actions ordinaires	13	4
Dividendes sur les actions privilégiées	(87)	(83)
Dividendes sur les actions ordinaires	(764)	(768)
Rentrées (sorties) de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(1 009)	1 313
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises et de la trésorerie soumise à restrictions	19	(9)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	136	(368)
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	723	1 194
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Montants hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles	754	1 019

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

	31 mars 2018	31 décembre 2017
<i>(non audités; en millions de dollars; nombre d'actions en millions canadiens)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	610	480
Trésorerie soumise à restrictions	113	107
Comptes débiteurs et autres créances	6 271	7 053
Montants à recevoir de sociétés affiliées	48	47
Stocks	872	1 528
	7 914	9 215
Immobilisations corporelles, montant net	92 521	90 711
Placements à long terme	17 360	16 644
Placements à long terme soumis à restrictions	280	267
Montants reportés et autres actifs	5 614	6 442
Actifs incorporels, montant net	3 455	3 267
Écart d'acquisition	35 168	34 457
Impôts reportés	1 182	1 090
Total des actifs	163 494	162 093
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme	1 004	1 444
Comptes créditeurs et autres dettes	6 823	9 478
Montants à payer à des sociétés affiliées	168	157
Intérêts à payer	592	634
Passifs environnementaux	33	40
Partie à court terme de la dette à long terme	4 152	2 871
	12 772	14 624
Dette à long terme	61 191	60 865
Autres passifs à long terme	8 390	7 510
Impôts reportés	9 812	9 295
	92 165	92 294
Éventualités <i>(note 13)</i>		
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables	3 815	4 067
Capitaux propres		
Capital-actions		
Actions privilégiées	7 747	7 747
Actions ordinaires <i>(1 705 et 1 695 actions en circulation au 31 mars 2018 et au 31 décembre 2017, respectivement)</i>	51 127	50 737
Surplus d'apport	4 313	3 194
Déficit	(1 982)	(2 468)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 8)</i>	329	(973)
Participation croisée	(102)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	61 432	58 135
Participations ne donnant pas le contrôle	6 082	7 597
	67 514	65 732
Total des passifs et capitaux propres	163 494	162 093

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. 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, sauf en raison de l'adoption de nouvelles normes (*note 2*) et de l'inclusion de la dette bancaire dans les montants présentés au titre de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, dont il est question ci-dessous. 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.

Avec prise d'effet au 30 septembre 2017, nous avons regroupé avec la trésorerie et les équivalents de trésorerie des éléments auparavant présentés dans la dette bancaire et liés à des comptes bancaires faisant l'objet d'une convention de gestion centralisée de la trésorerie. Aux 31 mars 2018 et 31 décembre 2017, une dette bancaire de respectivement 0,9 G\$ et 0,6 G\$ avait été regroupée avec la trésorerie et les équivalents de trésorerie, dans nos états consolidés de la situation financière. Les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités de financement qui figurent aux états consolidés des flux de trésorerie pour le trimestre clos le 31 mars 2017 ont diminué de 0,2 G\$ pour tenir compte de ce changement.

Certains chiffres correspondants dans l'état consolidé des flux de trésorerie ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme avec celle du présent exercice. De plus, les activités au cours du trimestre clos le 31 mars 2017 ayant trait aux distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle relativement à 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^{er} 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 ») promulguée par le gouvernement fédéral des États-Unis le 22 décembre 2017. Les modifications apportées par cette mise à jour comptable permettent 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 éliminent 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^{er} 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 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Amélioration de la présentation des charges de retraite périodiques nettes liées aux régimes à prestations déterminées

Le 1^{er} 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 périodiques nettes et des charges périodiques nettes 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 l'état consolidé 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 charges de retraite nettes au poste « Autres produits (charges) », dans le bénéfice d'exploitation. Auparavant, toutes les composantes des charges de retraite nettes étaient présentées dans les charges d'exploitation et d'administration. En outre, seul le coût des services rendus compris dans les charges de retraite nettes sera capitalisé de manière prospective. L'adoption de cette mise à jour 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^{er} 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 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^{er} 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 trimestres correspondants 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^{er} janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2016-15 de manière rétrospective. La nouvelle norme réduit les divergences dans les pratiques de classement à l'état consolidé 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^{er} janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2016-01 de manière 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 instruments financiers établie à des fins de présentation est déterminée selon la valeur 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^{er} janvier 2018, nous avons appliqué 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 pour les états financiers consolidés.

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^{er} 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 remplies et non remplies.

Le tableau ci-dessous présente l'incidence cumulative non significative de l'adoption de l'ASC 606 sur nos états consolidés de la situation financière au 1^{er} janvier 2018 pour chacun des postes touchés, ainsi que l'explication de cette incidence. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, l'incidence de l'adoption de l'ASC 606 sur nos états consolidés des résultats n'était pas significative.

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

1 Produits 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 pipelinier pour la durée du contrat est remplie.

2 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 considérés comme des produits reportés et sont comptabilisés 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.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

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^{er} 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^{er} 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 détenues 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^{er} 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 consolidé 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 dressons actuellement un inventaire de nos contrats de location afin de déterminer l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés. Nous adopterons cette nouvelle norme le 1^{er} janvier 2019 et nous évaluons actuellement les options quant aux mesures pratiques de transition auxquelles nous pouvons avoir recours relativement à cette mise à jour.

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, soit 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.

3. PRODUITS

PRODUITS DÉCOULANT DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

Principaux produits et services

Trimestre clos le 31 mars 2018	Oléoducs	Gazoducs et traitement	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	2 058	952	239	—	—	—	3 249
Produits tirés du stockage et d'autres produits	40	60	66	—	—	—	166
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	205	—	—	—	—	205
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	1 926	—	—	—	1 926
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	154	—	—	154
Ventes de marchandises	—	693	—	—	—	—	693
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	2 098	1 910	2 231	154	—	—	6 393
Ventes de marchandises	—	—	—	—	6 575	—	6 575
Autres produits ¹	(269)	25	2	3	—	(3)	(242)
Produits intersectoriels	80	2	4	—	57	(143)	—
Total des produits	1 909	1 937	2 237	157	6 632	(146)	12 726

¹ 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.

Soldes des contrats

	Créances	Actifs sous contrat	Passifs sous contrat
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Solde à la date d'adoption	2 475	290	992
Solde à la date de la clôture	2 533	290	1 008

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 la période à l'étude inclus dans les passifs sous contrat au début de la période s'établissent à 95 M\$. Les augmentations des passifs sous contrat provenant des sommes reçues, déduction faite des montants constatés dans les produits au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, ont été de 96 M\$ pour le trimestre.

Obligations de prestation

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

Il n'y a eu, au cours de la période, à l'étude 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 63,8 G\$, dont des montants de respectivement 5,7 G\$ et 5,9 G\$ devraient être comptabilisés à ce titre au cours de la période de neuf mois qui sera close le 31 décembre 2018 et pour l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2019.

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. Ces produits ne sont pas inclus dans le 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. 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. 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 vendus ou transportés et lorsque les droits et les prix réels sont déterminés.

Comptabilisation et évaluation des produits

	Oléoducs	Gazoducs et traitement	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Chiffres consolidés
Trimestre clos le 31 mars 2018						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis ¹	—	693	25	—	—	718
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ²	2 098	1 217	2 206	154	—	5 675
Total des produits découlant de contrats conclus avec des clients	2 098	1 910	2 231	154	—	6 393

¹ Produits tirés des ventes de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN.

² 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 31 mars 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	1 909	1 937	2 237	157	6 632	(146)	12 726
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(4)	(620)	(1 388)	—	(6 455)	146	(8 321)
Exploitation et administration	(747)	(507)	(248)	(30)	(12)	(97)	(1 641)
Perte de valeur d'actifs	(144)	(913)	—	—	—	(5)	(1 062)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	131	208	17	(25)	4	—	335
Autres produits (charges)	11	21	18	7	—	(177)	(120)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	1 156	126	636	109	169	(279)	1 917
Amortissement							(824)
Charge d'intérêts							(656)
Charge (recouvrement) d'impôts							73
Bénéfice							510
Dépenses en immobilisations ¹	615	825	183	14	—	6	1 643

Trimestre clos le 31 mars 2017	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	2 155	1 235	1 584	137	6 133	(98)	11 146
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(3)	(647)	(1 046)	1	(5 968)	98	(7 565)
Exploitation et administration	(760)	(254)	(189)	(40)	(12)	(296)	(1 551)
Quote-part du bénéfice des satellites	86	110	36	2	2	—	236
Autres produits (charges)	2	31	2	1	1	(2)	35
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	1 480	475	387	101	156	(298)	2 301
Amortissement							(672)
Charge d'intérêts							(486)
Charge d'impôts							(198)
Bénéfice							945
Dépenses en immobilisations ¹	654	655	183	114	—	59	1 665

¹ Comprennent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

TOTAL DE L'ACTIF

	31 mars 2018	31 décembre 2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Oléoducs	64 842	63 881
Transport de gaz et services intermédiaires	61 880	60 745
Distribution de gaz	25 784	25 956
Énergie verte et transport	6 466	6 289
Services énergétiques	1 628	2 514
Éliminations et divers	2 894	2 708
	163 494	162 093

5. RÉSULTAT 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 clos les 31 mars 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 l'exercice.

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 31 mars	
	2018	2017
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	1 685	1 177
Effet dilutif des options	4	10
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	1 689	1 187

Pour les trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017, 29 882 142 et 13 545 193 options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 49,80 \$ et de 57,71 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

6. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Midcoast Operating, L.P.

Le 9 mai 2018, Enbridge (U.S.) Inc., notre filiale indirecte, a conclu une entente définitive visant la vente à AL Midcoast Holdings, LLC (société affiliée à ArcLight Capital Partners, LLC) de Midcoast Operating, L.P. et ses filiales (« convention de vente »), laquelle gère nos entreprises de collecte, de traitement, de transport et de commercialisation de gaz naturel et de LGN aux États-Unis, pour un montant en trésorerie de 1,1 G\$ US sous réserve des ajustements de clôture habituels. La conclusion de la transaction est prévue pour le troisième trimestre de 2018, sous réserve des approbations réglementaires habituelles et du respect d'autres conditions de clôture courantes.

Exclusion faite de notre placement comptabilisé selon méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans le réseau pipelinier de transport de LGN Texas Express, ces actifs étaient classés comme actifs détenus en vue de la vente et évalués à leur valeur comptable ou à leur juste valeur diminués des coûts de vente au 31 décembre 2017, selon le moins élevé des deux montants. Par suite de la conclusion de cette opération de vente, 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 attribuables à la société). Cette perte a été incluse au poste « Perte de valeur d'actifs » aux états consolidés des résultats du trimestre clos le 31 mars 2018.

Canalisation 10 du pipeline de pétrole brut

Au 31 mars 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., 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, 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 144 M\$ (montant de 85 M\$ après impôts nous étant attribuable) incluse dans le poste « Perte de valeur d'actifs » aux états consolidés des résultats pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

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

	31 mars 2018	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)	305	424
Montants reportés et autres actifs (actifs à long terme détenus en vue de la vente)	422	1,190
Comptes créditeurs et autres dettes (passifs à court terme détenus en vue de la vente)	(233)	(315)
Autres passifs à long terme (passif à long terme détenus en vue de la vente)	(37)	(34)
Actifs détenus en vue de la vente, montant net	457	1 265

7. DETTE

FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 mars 2018.

	Dates d'échéance	31 mars 2018		
		Total des facilités	Prélève- ments ¹	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc. ²	2019-2022	6 644	2 616	4 028
Enbridge (U.S.) Inc.	2019	2 469	1 142	1 327
Enbridge Energy Partners, L.P. ³	2019-2022	3 385	1 660	1 725
Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)	2019	1 017	884	133
Enbridge Income Fund	2020	1 500	566	934
Pipelines Enbridge Inc.	2019	3 000	1 730	1 270
Spectra Energy Partners, LP ⁴	2022	3 223	2 135	1 088
Union Gas Limited (« Union Gas »)	2021	700	130	570
Total des facilités de crédit engagées		21 938	10 863	11 075

¹ 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 la facilité de crédit.

² Comprennent des engagements de 135 M\$, de 161 M\$ (125 M\$ US) et de 150 M\$ qui viennent à échéance en 2018, en 2018 et en 2020, respectivement.

³ Comprennent des engagements de 226 M\$ (175 M\$ US) et de 239 M\$ (185 M\$ US) qui viennent à échéance en 2018 et en 2020, respectivement.

⁴ Comprennent des engagements de 434 M\$ (336 M\$ US) qui viennent à échéance en 2021.

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 et dont l'échéance était en 2021.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de crédit à vue non engagées de 790 M\$, sur lesquelles un montant de 511 M\$ était inutilisé au 31 mars 2018. Au 31 décembre 2017, nous détenons 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 2022.

Aux 31 mars 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 9 832 M\$ et 10 055 M\$, sont 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 du premier trimestre de 2018, nous avons émis les titres de créance à long terme suivants :

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars)</i>			
Enbridge Inc.			
	Mars 2018	Billets à taux fixe-variable échéant en 2078 ¹	850 \$ US
Spectra Energy Partners, LP ²			
	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 égaliser le taux interbancaire offert à Londres (le « taux LIBOR ») à trois mois majoré de 364 points de base de la 10^e à la 30^e année et de 439 points de base de la 30^e à la 60^e année.

² Émises par l'entremise de Texas Eastern Transmission, LP, filiale en propriété exclusive en exploitation de Spectra Energy Partners, LP (« SEP »).

REMBOURSEMENT SUR LA DETTE À LONG TERME

Au cours du premier trimestre de 2018, nous avons effectué les remboursements suivants sur notre dette à long terme :

Société	Date de remboursement		Montant du capital	Contrepartie en trésorerie
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
Enbridge Southern Lights LP				
	Janvier 2018	Billets à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	9	
Spectra Energy Capital, LLC ¹				
	Rachat par voie d'offre publique d'achat			
	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			
	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

¹ La perte de 37 M\$ (29 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 avec échange d'actions le 27 février 2017 entre Enbridge et Spectra Energy Corp (l'« opération de fusion »), a été comptabilisée dans la charge d'intérêts aux états consolidés des résultats.

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 contrevions à certaines clauses restrictives. Au 31 mars 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives et prévoyons continuer de nous y conformer.

8. 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 trimestres clos les 31 mars 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 ^{er} janvier 2018	(644)	(139)	77	10	(277)	(973)
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	70	(213)	1 425	2	—	1 284
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	28	—	—	—	—	28
Contrats sur marchandises ²	(1)	—	—	—	—	(1)
Contrats de change ³	4	—	—	—	—	4
Autres contrats ⁴	9	—	—	—	—	9
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	(38)	(38)
	110	(213)	1 425	2	(38)	1 286
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(9)	29	—	8	—	28
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(11)	—	—	—	(1)	(12)
	(20)	29	—	8	(1)	16
Solde au 31 mars 2018	(554)	(323)	1 502	20	(316)	329

	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)</i>						
Solde au 1 ^{er} 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	(1)	50	293	5	—	347
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	31	—	—	—	—	31
Contrats sur marchandises ²	(2)	—	—	—	—	(2)
Autres contrats ⁴	9	—	—	—	—	9
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	6	6
	37	50	293	5	6	391
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(1)	(1)	—	1	—	(1)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(8)	—	—	—	(2)	(10)
	(9)	(1)	—	1	(2)	(11)
Solde au 31 mars 2017	(718)	(580)	2 993	43	(300)	1 438

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.

9. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Au 31 décembre 2017, nous détenons 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 impôts reportés de respectivement 1,1 G\$ et 333 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

10. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours de nos actions (collectivement, le « risque 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 risques de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques précités, nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Risque de change

Nous gérons 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 2,1 %.

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 3,4 %.

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 (« CEO ») 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 CEO.

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'actions 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.

31 mars 2018	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>							
Comptes débiteurs et autres créances							
Contrats de change	—	3	—	131	134	(70)	64
Contrats de taux d'intérêt	27	—	—	—	27	(5)	22
Contrats sur marchandises	—	—	—	100	100	(34)	66
	27	3	—	231	261	(109)	152
Montants reportés et autres actifs							
Contrats de change	18	—	—	92	110	(58)	52
Contrats de taux d'intérêt	15	—	—	—	15	—	15
Contrats sur marchandises	19	—	—	3	22	(19)	3
Autres contrats	—	—	—	—	—	—	—
	52	—	—	95	147	(77)	70
Comptes créditeurs et autres dettes							
Contrats de change	(5)	(23)	—	(327)	(355)	70	(285)
Contrats de taux d'intérêt	(112)	—	(9)	(185)	(306)	5	(301)
Contrats sur marchandises	(2)	—	—	(244)	(246)	34	(212)
Autres contrats	(2)	—	—	(8)	(10)	—	(10)
	(121)	(23)	(9)	(764)	(917)	109	(808)
Autres passifs à long terme							
Contrats de change	—	(10)	—	(1 650)	(1 660)	58	(1 602)
Contrats de taux d'intérêt	(20)	—	(2)	—	(22)	—	(22)
Contrats sur marchandises	—	—	—	(160)	(160)	19	(141)
Autres contrats	(5)	—	—	(3)	(8)	—	(8)
	(25)	(10)	(2)	(1 813)	(1 850)	77	(1 773)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net							
Contrats de change	13	(30)	—	(1 754)	(1 771)	—	(1 771)
Contrats de taux d'intérêt	(90)	—	(11)	(185)	(286)	—	(286)
Contrats sur marchandises	17	—	—	(301)	(284)	—	(284)
Autres contrats	(7)	—	—	(11)	(18)	—	(18)
	(67)	(30)	(11)	(2 251)	(2 359)	—	(2 359)

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>							
Comptes débiteurs et autres créances							
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
Montants reportés et autres actifs							
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
Comptes créditeurs et autres dettes							
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)
Autres passifs à long terme							
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)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net							
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.

31 mars 2018	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite ¹
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - achat (en millions de dollars américains)	544	2	1	—	—	—
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - vente (en millions de dollars américains)	3 215	3 247	3 258	1 689	1 676	3 489
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - achat (en millions de livres sterling)	—	—	—	—	—	—
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)	264	375	—	—	—	—
Contrats de change - contrats à terme en euros - vente (en millions d'euros)	—	—	35	169	169	889
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)	3 749	2 100	527	109	93	203
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à recevoir à long terme (en millions de dollars canadiens)	728	580	553	188	102	—
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer sur la dette à long terme (en millions de dollars canadiens)	2 242	800	447	—	—	—
Contrats sur actions (en millions de dollars canadiens)	40	37	8	—	—	—
Contrats sur marchandises - gaz naturel (en milliards de pieds cubes)	(16)	(57)	(23)	(2)	14	2
Contrats sur marchandises - pétrole brut (en millions de barils)	1	2	—	—	—	—
Contrats sur marchandises - LGN (en millions de barils)	(10)	(1)	—	—	—	—
Contrats sur marchandises - électricité (en mégawattheures (« MWh »))	60	64	66	(3)	(43)	(43)

1. En date du 31 mars 2018, ces contrats visaient en moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité de (43) MWh pour 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 31 mars	
	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	21	(2)
Contrats de taux d'intérêt	100	(14)
Contrats sur marchandises	(2)	21
Autres contrats	(14)	(9)
Couvertures d'investissement net		
Contrats de change	16	8
	121	4
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 ¹	(1)	1
Contrats de taux d'intérêt ²	41	48
Contrats sur marchandises ³	(1)	(2)
Autres contrats ⁴	9	9
	48	56
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 ²	(1)	2
	(1)	2

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

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

³ 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.

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

Nous estimons qu'une perte de 22 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 31 mars 2018, la durée maximale en cours à l'égard de la variabilité des flux de trésorerie était de 33 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. Pour les trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017, nous avons comptabilisé en résultat une perte non réalisée de 8 M\$ et de 2 M\$, respectivement, sur le dérivé et un gain non réalisé de 8 M\$ et 2 M\$, respectivement, sur l'élément couvert. Au cours des trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017, nous avons comptabilisé en résultat une perte réalisée de 3 M\$ et de néant, respectivement, sur le dérivé et un gain réalisé de 3 M\$ et de néant, respectivement, sur l'élément couvert. La différence entre les montants, s'il en est, représente l'inefficacité de couverture.

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 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Contrats de change ¹	(424)	273
Contrats de taux d'intérêt ²	(2)	(18)
Contrats sur marchandises ³	175	163
Autres contrats ⁴	(9)	—
Total du gain (de la perte) non réalisé lié à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	(260)	418

¹ Pour les trimestres respectifs, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » dans les produits (perte de 297 M\$ en 2018; gain de 159 M\$ en 2017) et « Autres produits (charges) » (perte de 127 M\$ en 2018; gain de 114 M\$ en 2017) aux états consolidés des résultats.

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

³ Pour les trimestres respectifs, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » (perte de 1 M\$ en 2018; perte de 22 M\$ en 2017) et « Ventes de marchandises » (gain de 82 M\$ en 2018; gain de 187 M\$ en 2017) dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » (gain de 84 M\$ en 2018; gain de 5 M\$ en 2017) et « Exploitation et administration » (gain de 10 M\$ en 2018; perte de 7 M\$ en 2017) dans les charges aux états consolidés des résultats.

⁴ 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 conserverons des liquidités disponibles substantielles aux termes de nos marges de crédit bancaires 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 31 mars 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.

	31 mars 2018	31 décembre 2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	49	82
Institutions financières aux États-Unis	29	19
Institutions financières en Europe	143	145
Institutions financières en Asie	15	2
Autres ¹	72	137
	308	385

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

Au 31 mars 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 31 mars 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 :

31 mars 2018	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	134	—	134
Contrats de taux d'intérêt	—	27	—	27
Contrats sur marchandises	—	18	82	100
	—	179	82	261
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	110	—	110
Contrats de taux d'intérêt	—	15	—	15
Contrats sur marchandises	—	1	21	22
Autres contrats	—	—	—	—
	—	126	21	147
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(355)	—	(355)
Contrats de taux d'intérêt	—	(306)	—	(306)
Contrats sur marchandises	(6)	(88)	(152)	(246)
Autres contrats	—	(10)	—	(10)
	(6)	(759)	(152)	(917)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(1 660)	—	(1 660)
Contrats de taux d'intérêt	—	(22)	—	(22)
Contrats sur marchandises	—	(4)	(156)	(160)
Autres contrats	—	(8)	—	(8)
	—	(1 694)	(156)	(1 850)
Total des passifs financiers, montant net				
Contrats de change	—	(1 771)	—	(1 771)
Contrats de taux d'intérêt	—	(286)	—	(286)
Contrats sur marchandises	(6)	(73)	(205)	(284)
Autres contrats	—	(18)	—	(18)
	(6)	(2 148)	(205)	(2 359)

31 décembre 2017	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
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
Passifs financiers				
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)
Total des passifs financiers, montant net				
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 :

31 mars 2018	Juste valeur	Données non observables	Prix/ volatilité minimum	Prix/ volatilité maximum	Prix moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises - financiers ¹						
Gaz naturel	9	Prix à terme du gaz	2,49	4,25	3,20	dollars par MBTU ³
Pétrole brut	(4)	Prix à terme du brut	48,92	63,73	53,07	dollars par baril
LGN	(4)	Prix à terme des LGN	0,34	1,83	1,29	dollars par gallon
Électricité	(100)	Prix à terme de l'électricité	14,30	76,27	52,00	dollars par MWh
Contrats sur marchandises - avec livraison physique ¹						
Gaz naturel	(81)	Prix à terme du gaz	0,78	4,91	2,57	dollars par MBTU ³
Pétrole brut	(29)	Prix à terme du brut	38,01	91,27	75,29	dollars par baril
LGN	5	Prix à terme des LGN	0,34	1,88	0,86	dollars par gallon
Options sur marchandises ²						
Pétrole brut	(1)	Volatilité des options	22 %	24 %	23 %	
LGN	—	Volatilité des options	— %	— %	— %	
Électricité	—	Volatilité des options	23 %	26 %	24 %	
	(205)					

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

2 Les contrats d'options sur marchandises sont évalués au moyen d'une méthode fondée sur un modèle d'option.

3 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 :

	Trimestres clos les 31 mars	
	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 ¹	31	83
Compris dans les autres éléments du résultat global	(3)	19
Règlements	154	70
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(205)	(123)

1 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 31 mars 2018 et 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 31 mars 2018 et 31 décembre 2017.

Nous avons des investissements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 280 M\$ et 267 M\$ aux 31 mars 2018 et 31 décembre 2017 qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

Nous détenons un placement dans des actions privilégiées détenu jusqu'à l'échéance que nous comptabilisons à son coût amorti de 382 M\$ et de 371 M\$, respectivement, aux 31 mars 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 31 mars 2018 et 31 décembre 2017, la juste valeur de ce placement dans des actions privilégiées avoisinait sa valeur nominale de 580 M\$.

Aux 31 mars 2018 et 31 décembre 2017, la valeur comptable de notre dette à long terme était respectivement de 65,6 G\$ et de 64,0 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était respectivement de 68,0 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 31 mars 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 trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017, nous avons constaté une perte de change non réalisée à la conversion de la dette libellée en dollars américains de 194 M\$ et un gain de 20 M\$, respectivement, et un gain non réalisé sur la variation de la juste valeur de nos contrats de change à terme en vigueur de 15 M\$ et de 9 M\$, respectivement, dans les autres éléments du résultat global. Au cours des trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global une perte de 23 M\$ et un gain de 1 M\$, respectivement, relativement au règlement des contrats de change à terme ainsi qu'une perte réalisée de 11 M\$ et un gain réalisé de 20 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 trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017.

11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017 étaient de respectivement (16,7) % et 17,3 %. La baisse du taux d'imposition effectif d'une période à l'autre est principalement attribuable aux effets du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés et d'autres éléments permanents en lien avec la diminution du bénéfice pour le trimestre clos le 31 mars 2018 ainsi qu'à l'incidence de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis adoptée en 2017.

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

les directives et les lois en vigueur, nous avons comptabilisé une provision de néant au premier trimestre de 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*).

12. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Coût des services	65	54
Coût financier	45	32
Rendement prévu des actifs des régimes	(82)	(51)
Amortissement du coût des services passés	(1)	—
Amortissement de la perte actuarielle	7	9
Coûts nets des prestations pour la période	34	44

13. 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.

14. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 12 avril 2018, nous avons conclu un placement de billets subordonnés à taux fixe-variable d'un montant de 750 M\$ venant à échéance dans 60 ans et remboursables par anticipation après la 10^e année. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,625 %. Après les 10 premières années, le taux d'intérêt est établi de manière à égaler le Canadian Dollar Offered Rate majoré de 432 points de base de la 10^e à la 30^e année et de 507 points de base de la 30^e à la 60^e année.

Le 12 avril 2018, nous avons conclu un placement de billets subordonnés à taux fixe-variable d'un montant de 600 M\$ US venant à échéance dans 60 ans et remboursables par anticipation à compter de la 5^e année. Pour les cinq premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,375 %. Après les cinq premières années, 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^e à la 10^e année, de 384 points de base de la 10^e à la 25^e année et de 459 points de base de la 25^e à la 60^e année.

Le 30 avril 2018, Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabal Trail »), coentreprise dans laquelle SEP détient une participation de 50 %, 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 à 4,682 % échéant en 2038 d'un montant en capital global de 600 M\$ US et des billets 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 associés à titre de remboursement partiel des coûts de construction et d'aménagement engagés par les associés. L'apport net fait à SEP était d'environ 750 M\$ US et sera affecté au remboursement de la dette.

Le 9 mai 2018, nous avons conclu des ententes avec l'Office d'investissement du Régime des pensions du Canada visant la vente d'une participation de 49 % dans l'ensemble de nos actifs de production d'énergie renouvelable au Canada, une participation de 49 % dans deux importants actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis et une participation de 49 % dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent, tous deux actuellement en construction en Allemagne (collectivement, les « actifs »). Le produit initial de la transaction est de 1,75 G\$. De plus, notre associé financera sa participation proportionnelle du reste des capitaux dans le cadre du projet éolien extracôtier Hohe See. Nous maintiendrons une participation de 51 % dans les actifs et nous continuerons d'assurer la gestion et l'exploitation des actifs et de fournir des services administratifs connexes. La transaction est assujettie aux ajustements postérieurs à la clôture et aux conditions courantes dans les transactions de cette nature. La clôture devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2018, sous réserve de l'obtention de toutes les approbations et consentements requis auprès des organismes de réglementation.

Le 9 mai 2018, Enbridge (U.S.) Inc., notre filiale indirecte, a conclu une entente définitive visant la vente à AL Midcoast Holdings, LLC (société affiliée à ArcLight Capital Partners, LLC) de Midcoast Operating, L.P. et ses filiales (« convention de vente »), laquelle gère nos entreprises de collecte, de traitement, de transport et de commercialisation de gaz naturel et de LGN aux États-Unis, pour un montant en trésorerie de 1,1 G\$ US sous réserve des ajustements de clôture habituels. La conclusion de la transaction est prévue pour le troisième trimestre de 2018, sous réserve des approbations réglementaires habituelles et du respect d'autres conditions de clôture courantes.

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 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.

LE POINT SUR LA RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

Le 22 décembre 2017, la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « loi TCJA ») 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 Spectra Energy Partners, LP (« SEP »).

Nous avons également comptabilisé une provision nulle au premier trimestre de 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 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.

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. Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») et Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») ont réagi à l'annonce de la FERC au sujet de l'allègement 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, y compris SEP et EEP. Les conséquences directes de la révision de la politique de la FERC ainsi que les effets négatifs sur le marché pourraient influencer négativement sur la disponibilité à plus long terme de capitaux à des conditions avantageuses pour SEP et EEP.

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 visant le réseau principal, les réductions tarifaires pour EEP produiraient une hausse des produits compensatoire pour le réseau principal au Canada détenu par le groupe du fonds. Bien que nombre d'incertitudes demeurent quant à la mise en œuvre des récentes mesures de la FERC, si elles sont adoptées comme annoncées, nous estimons que leur incidence sans mesure d'atténuation sur les produits de SEP ne prêterait pas à conséquence pour nous. Nous continuons d'évaluer diverses options pour atténuer l'incidence négative de la politique révisée de la FERC tant pour EEP que SEP.

MONÉTISATION DES ACTIFS

Le 9 mai 2018, nous avons conclu des ententes avec l'Office d'investissement du Régime des pensions du Canada visant la vente d'une participation de 49 % dans l'ensemble de nos actifs de production d'énergie renouvelable au Canada, une participation de 49 % dans deux importants actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis et une participation de 49 % dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement subséquent, tous deux actuellement en construction en Allemagne (collectivement, les « actifs »). Le produit initial de la transaction est de 1,75 G\$. De plus, notre associé financera sa participation proportionnelle du reste des capitaux dans le cadre du projet éolien extracôtier Hohe See. Nous maintiendrons une participation de 51 % dans les actifs et nous continuerons d'assurer la gestion et l'exploitation des actifs et de fournir des services administratifs connexes. La transaction est assujettie aux ajustements postérieurs à la clôture et aux conditions courantes dans les transactions de cette nature. La clôture devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2018, sous réserve de l'obtention de toutes les approbations et consentements requis auprès des organismes de réglementation.

Le 9 mai 2018, Enbridge (U.S.) Inc., notre filiale indirecte, a conclu une entente définitive visant la vente à AL Midcoast Holdings, LLC (société affiliée à ArcLight Capital Partners, LLC) de Midcoast Operating, L.P. et ses filiales, laquelle gère nos entreprises de collecte, de traitement, de transport et de commercialisation de gaz naturel et de liquides de gaz naturel aux États-Unis, pour un montant en trésorerie de 1,1 G\$ US sous réserve des ajustements de clôture habituels. La conclusion de la transaction est prévue pour le troisième trimestre de 2018, sous réserve des approbations réglementaires habituelles et du respect d'autres conditions de clôture courantes.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement		
Oléoducs	1 156	1 480
Transport de gaz et services intermédiaires	126	475
Distribution de gaz	636	387
Énergie verte et transport	109	101
Services énergétiques	169	156
Éliminations et divers	(279)	(298)
Amortissement	(824)	(672)
Charge d'intérêts	(656)	(486)
Charge d'impôts sur les bénéfices	73	(198)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	24	(224)
Dividendes sur les actions privilégiées	(89)	(83)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	445	638
Résultat par action ordinaire	0,26	0,54
Résultat dilué par action ordinaire	0,26	0,54

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour le trimestre clos le 31 mars 2018 a été avantagé par l'apport d'environ 364 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de l'opération de fusion à contrepartie en actions réalisée par 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 désavantagé de 893 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 913 M\$ (701 M\$ après impôts attribuable à la société) visant Midcoast Operating, L.P. 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. Actifs détenus en vue de la vente*;
- une perte hors trésorerie non réalisée de 277 M\$ (146 M\$ après impôts nous revenant) liée à la juste valeur d'instruments dérivés en 2018, comparativement à un gain de 416 M\$ (245 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 144 M\$ (85 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;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 97 M\$ (96 M\$ après impôts nous revenant) en 2018, comparativement à 129 M\$ (78 M\$ après impôts nous revenant) pour la période correspondante de 2017, à la suite de l'opération de fusion; coûts en partie annulés par :

- l'absence des coûts liés aux opérations de 152 M\$ (111 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisés en 2017 dans le cadre de l'opération de fusion;
- un gain de 50 M\$ après impôts nous revenant en 2018, comparativement à une perte de 40 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 Enbridge Energy Partners, L.P. (« 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 loi TCJA aux États-Unis sur nos actifs du secteur Énergie verte et transport aux États-Unis.

En ce qui concerne les gains et pertes hors trésorerie non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés et dont il a été question plus haut, nous disposons 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 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 336 M\$ de l'augmentation est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport plus important de notre secteur Oléoducs imputable au taux de couverture de change plus élevé utilisé pour comptabiliser les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, à la hausse des droits repères résiduels moyens du tarif international conjoint (« TIC ») et à l'augmentation du débit attribuable aux initiatives d'optimisation de la capacité mises en place en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Oléoducs mis en service en 2017;
- la hausse du bénéfice de notre secteur Distribution de gaz imputable aux températures plus froides et à l'augmentation des frais de distribution.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OLÉODUCS

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	1 156	1 480

Comparaison des trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017

Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») pour le trimestre clos le 31 mars 2018 a été avantage par l'apport de 53 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de 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 626 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 298 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 164 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 144 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.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 249 M\$ de l'augmentation est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du bénéfice imputable à un taux de couverture de change plus élevé utilisé pour comptabiliser les produits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains, de 1,25 \$ en 2018 comparativement à 1,04 \$ en 2017;
- l'augmentation du bénéfice imputable à la hausse des droits repères du TIC de 4,07 \$ en 2018 comparativement à 4,05 \$ en 2017, et à la majoration des droits pour le recouvrement des coûts liés à certains projets d'agrandissement;
- l'augmentation du bénéfice imputable à l'accroissement du débit du réseau principal et du réseau pipelinier de Lakehead hors Gretna, qui est passé à 2 625 000 barils par jour (« b/j ») en 2018 comparativement à 2 593 000 b/j en 2017 grâce aux initiatives d'optimisation de la capacité mises en place en 2017;
- l'apport des nouveaux actifs mis en service en 2017, dont le projet d'agrandissement de Wood Buffalo, le pipeline double d'Athabaska et le réseau pipelinier Norlite, et l'acquisition d'une participation minoritaire dans le réseau pipelinier Bakken;
- 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 moyen entre le dollar américain et le dollar canadien (« taux de change moyen ») de 1,26 \$ en 2018 comparativement à 1,32 \$ en 2017.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
(en millions de dollars canadiens)		
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	126	475

Comparaison des trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017

Le BAIIA pour le trimestre clos le 31 mars 2018 a été avantagé par l'apport de 570 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de l'opération de fusion. Par rapport aux résultats antérieurs à la fusion pour le trimestre précédent, 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 Transmission et Texas Eastern Transmission, LP.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a subi les répercussions, à hauteur de 923 M\$, de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 913 M\$ visant Midcoast Operating, L.P. 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. Actifs détenus en vue de la vente*;
- un gain hors trésorerie non réalisé de 6 M\$ en 2018 comparativement à 10 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.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 4 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'efficacité opérationnelle de 13 M\$ réalisée sur nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis et au Canada;
- la hausse du bénéfice de 6 M\$ de notre coentreprise Alliance grâce aux produits saisonniers fermes et aux produits du service interruptible favorables résultant de l'élargissement du différentiel de base; hausse en partie annulée par :

- la diminution des marges de 13 M\$ sur nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis résultant de la baisse des volumes.

DISTRIBUTION DE GAZ

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	636	387

Comparaison des trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017

Le BAIIA pour le trimestre clos le 31 mars 2018 a été avanta­gé par l'apport de 180 M\$ d'Union Gas Limited (« Union Gas ») par suite de la conclusion de l'opération de fusion. Une comparaison avec les résultats antérieurs à l'opération de fusion du trimestre précédent révèle que les résultats d'exploitation d'Union Gas ont profité des 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 16 M\$ en raison de certains facteurs commerciaux inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 1 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 10 M\$ en 2017 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de Noverco Inc.;
- un ajustement négatif de la quote-part du bénéfice de Noverco Inc. de 9 M\$ en 2018 imputable à la loi TCJA aux États-Unis.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 85 M\$ de l'augmentation s'explique principalement par les importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du bénéfice de 25 M\$ attribuable aux températures plus froides enregistrées dans nos zones de service assuré par une franchise;
- l'augmentation des charges de distribution découlant surtout de la majoration de la base tarifaire.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	109	101

Comparaison des trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017

Le BAIIA a diminué de 30 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents et autres, principalement les suivants :

- 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 de notre participation dans Rampion Offshore Wind Limited et attribuable aux câbles endommagés.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 38 M\$ de l'augmentation s'explique principalement par les importants facteurs commerciaux suivants :

- la vigueur des ressources éoliennes à hauteur de 13 M\$ 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 devrait être 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 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	169	156

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 31 mars 2018 et 2017

Le BAIIA a diminué de 13 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement le suivant :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 147 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 160 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 26 M\$ de l'augmentation découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du bénéfice de 17 M\$ tiré des activités de gaz naturel des Services énergétiques et imputable à l'appréciation de la position des actifs dans les marchés principaux, ce qui a permis d'optimiser les différentiels en 2018;
- la hausse de rendement de 6 M\$ des activités canadiennes et américaines des Services énergétiques en raison de la hausse enregistrée à certains emplacements de pétrole brut et de l'élargissement des différentiels de qualité en 2018 qui ont accru les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Perte avant intérêts, impôts et amortissement	(279)	(298)

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 31 mars 2018 et 2017

La perte avant intérêts, impôts et amortissement a diminué de 5 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- l'absence de coûts de transactions en 2018 comparativement aux coûts de 149 M\$ en 2017 liés à l'opération de fusion;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 62 M\$ en 2018, comparativement à 125 M\$ en 2017; coûts en partie annulés par :
- une perte hors trésorerie non réalisée de 136 M\$ en 2018 comparativement à un gain de 72 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.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 14 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- une perte réalisée de 42 M\$ en 2018 comparativement à une perte de 72 M\$ en 2017 se rapportant à des règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change; perte en partie annulée par :
- deux autres mois de coûts liés à l'unité Éliminations et divers à la suite de l'opération de fusion, déduction faite des synergies à l'échelle de l'entreprise.

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. Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 31 mars 2018.

	Participation d'Enbridge	Coût en capital estimatif ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	État d'avancement	Date d'entrée en service prévue
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
OLÉODUCS					
1. Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds) ³	100 %	5,3 G\$	2,5 G\$	En construction	S2 - 2019
2. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP) ⁴	100 %	2,9 G\$ US	0,8 G\$ US	Préconstruction ⁵	S2 - 2019
3. Autres - États-Unis ⁶	100 %	0,4 G\$ US	0,4 G\$ US	Essentiellement terminé	S2 - 2019
4. Autres - Canada	100 %	0,1 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	En construction	T2 - 2018
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES					
5. Atlantic Bridge (SEP)	100 %	0,5 G\$ US	0,4 G\$ US	En construction	T4 - 2018
6. NEXUS (SEP)	50 %	1,3 G\$ US	0,7 G\$ US	En construction	T3 - 2018
7. Projet de fiabilité et de maintenabilité	100 %	0,5 G\$	0,4 G\$	En construction	T3 - 2018
8. Gazoduc Valley Crossing	100 %	1,6 G\$ US	1,4 G\$ US	En construction	T4 - 2018
9. Programme Spruce Ridge	100 %	0,5 G\$	0,1 G\$	Préconstruction	S2 - 2019
10. Programme d'agrandissement du réseau T-South	100 %	1,0 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Préconstruction	S2 - 2020
11. Autres - États-Unis ⁷	100 %	1,7 G\$ US	0,9 G\$ US	Divers stades	2018 - 2019
12. Autres – Canada ⁸	100 %	0,6 G\$	0,6 G\$	Terminé	En service
ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT					
13. Projet éolien extracôtier Rampion	24,9 %	0,8 G\$ (0,37 G£)	0,6 G\$ (0,3 G£)	En construction	T2 - 2018
14. Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement	50 %	2,1 G\$ (1,34 G€)	0,8 G\$ (0,6 G€)	En construction	S2 - 2019

¹ 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.

² Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 31 mars 2018.

³ 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.

⁴ Le programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (le « programme L3R aux États-Unis ») est financé à 99 % par Enbridge et à 1 % par EEP.

⁵ La construction du tronçon du projet au Wisconsin est terminée sur le plan mécanique, tel qu'indiqué plus loin. Le reste du projet est à l'étape préalable à la construction.

- 6 La date estimative de mise en service sera ajustée pour coïncider avec la date de mise en service du programme L3R aux États-Unis.
- 7 Comprennent la canalisation latérale extracôtère de 0,2 G\$ US de Stampede mise en service au premier trimestre de 2018.
- 8 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.

Les lecteurs trouveront une description complète de chacun de nos projets dans notre rapport annuel sur formulaire 10-K déposé auprès de la Securities and Exchange Commission le 16 février 2018. Ils trouveront également ci-après une mise à jour significative des travaux effectués depuis la date de dépôt.

OLÉODUCS

- **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)** – La construction sur le tronçon au Wisconsin du programme L3R aux États-Unis, qui a débuté fin juin 2017, était terminée sur le plan mécanique en février 2018; le tronçon devrait être mis en service en mai 2018. Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire*.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

- **Gazoduc Valley Crossing** – Il s'agit d'un pipeline de gaz naturel reliant le carrefour Agua Dulce à un raccordement extracôtier 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 Gpi³/j. 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.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

- **Projet éolien extracôtier 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 devrait atteindre 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 de nécessité et l'approbation du tracé du pipeline (« approbation du tracé ») de la MNPUC. Le 1^{er} février 2016, la Minnesota Public Utilities Commission (la « MNPUC ») a rendu une ordonnance écrite exigeant du département du Commerce du Minnesota (« DOC ») qu'il réalise une étude d'impact environnemental (« EIE ») avant le début du processus d'obtention du certificat de nécessité et de l'approbation du tracé. Le 17 août 2017, le DOC a rendu publique son EIE définitive. Le 7 décembre 2017, la MNPUC a déterminé que l'EIE définitive n'était pas adéquate dans quatre domaines spécifiques et elle a ordonné au DOC de les revoir. Le DOC a donc publié une EIE complémentaire le 12 février 2018, et le 15 mars 2018 la MNPUC a déterminé qu'elle est adéquate. Les activités se poursuivent parallèlement aux dossiers visant l'obtention du certificat de nécessité et l'approbation du tracé. Les audiences publiques et les séances d'audition des témoins sont terminées.

Le 23 avril 2018, une juge administrative a remis à la MNPUC un rapport intitulé *Findings of Fact, Conclusions of Law and Recommendation* (le rapport de la juge administrative) relativement à la demande de certificat et d'approbation du tracé. La juge a recommandé à la MNPUC d'accepter la demande de certificat d'EEP à condition qu'elle sélectionne aussi un tracé qui nécessiterait le remplacement en tranchée de la canalisation 3 existante, qui n'est pas le tracé privilégié par EEP. Le rapport de la juge n'est pas contraignant pour la MNPUC et l'on s'attend à ce que celle-ci rende une décision sur les dossiers du certificat et de l'approbation du tracé au deuxième trimestre de 2018. EEP estime que son tracé privilégié demeure la meilleure solution pour le Minnesota et elle entend poursuivre

ses efforts pour obtenir l'approbation de la MNPUC à cet égard. Le 9 mai 2018, EEP a déposé auprès de la MNPUC une demande d'exceptions au rapport de la juge administrative, dans laquelle sont exposés ses révisions proposées à l'ensemble du dossier de preuves de la juge, ainsi que ses points de désaccord avec les conclusions de celle-ci et sa recommandation du tracé.

ANNONCES D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT

Nous avons annoncé les projets suivants, mais ils n'ont pas encore rempli nos critères pour être classé 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 réseau pipelinier Gray Oak. 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. Un second appel de soumissions a été lancé pour obtenir d'autres engagements en termes de volumes qui, s'ils étaient entièrement souscrits, feraient en sorte que le pipeline pourrait disposer d'une capacité ultime d'environ 1 million de barils par jour. Nous avons pris une option en vue d'acquérir une participation dans le pipeline.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

- **Projet d'agrandissement d'Alliance Pipeline** – Le 28 mars 2018, Alliance Pipeline a annoncé le dépôt d'un appel d'offres exécutoire pour des contrats de transport garanti additionnels à long terme sur les réseaux d'Alliance Pipeline Canada et d'Alliance Pipeline US, en vue d'atteindre 400 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») de services agrandis sur le réseau d'Alliance Pipeline Canada et 430 Mpi³/j sur le réseau d'Alliance Pipeline US. La période d'appel d'offres se termine le 30 mai 2018. La mise en service projetée pour l'augmentation potentielle de la capacité est prévue pour le quatrième trimestre de 2021.

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, y compris le recours aux entités dont nous sommes le promoteur.

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 31 mars 2018.

	Dates d'échéance	31 mars 2018		
		Total des facilités	Prélève- ments ¹	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc. ²	2019-2022	6 644	2 616	4 028
Enbridge (U.S.) Inc.	2019	2 469	1 142	1 327
Enbridge Energy Partners, L.P. ³	2019-2022	3 385	1 660	1 725
Enbridge Gas Distribution Inc.	2019	1 017	884	133
Enbridge Income Fund	2020	1 500	566	934
Pipelines Enbridge Inc.	2019	3 000	1 730	1 270
Spectra Energy Partners, LP ⁴	2022	3 223	2 135	1 088
Union Gas Limited	2021	700	130	570
Total des facilités de crédit engagées		21 938	10 863	11 075

¹ 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 la facilité de crédit.

² Comprennent des engagements de 135 M\$, de 161 M\$ (125 M\$ US) et de 150 M\$ qui viennent à échéance en 2018, en 2018 et en 2020, respectivement.

³ Comprennent des engagements de 226 M\$ (175 M\$ US) et de 239 M\$ (185 M\$ US) qui viennent à échéance en 2018 et en 2020, respectivement.

⁴ Comprennent des engagements de 434 M\$ (336 M\$ US) qui viennent à échéance en 2021.

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 et dont l'échéance était en 2021.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de crédit à vue non engagées de 790 M\$, sur lesquelles un montant de 511 M\$ était inutilisé au 31 mars 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.

Le montant net de 11 685 M\$ de nos liquidités disponibles au 31 mars 2018 comprenait 610 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 31 mars 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives et prévoyons continuer de nous y conformer.

ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours du premier trimestre de 2018, nous avons émis les titres de créance à long terme suivants :

Société	Date d'émission		Montant du capital
<i>(en millions de dollars)</i>			
Enbridge Inc.	Mars 2018	Billets à taux fixe-variable échéant en 2078 ¹	850 \$ US
Spectra Energy Partners, LP ²	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^e à la 30^e année et de 439 points de base de la 30^e à la 60^e année.

² Émises par l'entremise de Texas Eastern Transmission, LP, filiale en propriété exclusive en exploitation de SEP.

Le 12 avril 2018, nous avons conclu un placement de billets subordonnés à taux fixe-variable d'un montant de 750 M\$ venant à échéance dans 60 ans et remboursables par anticipation après la 10^e année. Pour les 10 premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,625 %. Après les 10 premières années, le taux d'intérêt est établi de manière à égaler le Canadian Dollar Offered Rate majoré de 432 points de base de la 10^e à la 30^e année et de 507 points de base de la 30^e à la 60^e année.

Le 12 avril 2018, nous avons conclu un placement de billets subordonnés à taux fixe-variable d'un montant de 600 M\$ US venant à échéance dans 60 ans et remboursables par anticipation à compter de la 5^e année. Pour les cinq premières années, les billets portent intérêt au taux fixe de 6,375 %. Après les cinq premières années, 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^e à la 10^e année, de 384 points de base de la 10^e à la 25^e année et de 459 points de base de la 25^e à la 60^e année.

REMBOURSEMENT SUR LA DETTE À LONG TERME

Au cours du premier trimestre de 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
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
Enbridge Southern Lights LP	Janvier 2018	Billets à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	9	
Spectra Energy Capital, LLC ¹				
	Rachat par voie d'offre publique d'achat			
	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			
	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

¹ La perte de 37 M\$ (29 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 31 mars 2018, notre ratio de capitalisation de la dette s'élevait à 48,2 %, comparativement à 48,3 % au 31 décembre 2017.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions, totalisant 113 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 31 mars 2018. Le financement continu du programme d'investissement de croissance de la société a été le principal facteur du déficit du 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 31 mars 2018 et au 31 décembre 2017, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait 11 685 M\$ et 12 959 M\$, respectivement.

PROVENANCE ET AFFECTATION DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Activités d'exploitation	3 194	1 776
Activités d'investissement	(2 068)	(3 448)
Activités de financement	(1 009)	1 313
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises et de la trésorerie soumise à restrictions	19	(9)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	136	(368)

Les principales provenances et affectations des flux de trésorerie pour les trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017 sont résumées ci-après.

Activités d'exploitation

- L'augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation au premier trimestre de 2018 témoigne des facteurs d'exploitation favorables dont il est question à la rubrique *Résultats d'exploitation*. L'augmentation des flux de trésorerie d'exploitation est essentiellement attribuable à de nouveaux actifs et aux distributions provenant de placements à long terme supplémentaires effectués à la suite 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 622 M\$ et à 340 M\$, respectivement, pour les trimestres clos les 31 mars 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 d'un trimestre à l'autre s'explique essentiellement par des activités survenues au premier trimestre de 2017 qui n'ont pas eu lieu au premier trimestre de 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 et par un montant en trésorerie de 0,3 G\$ reçu à la cession d'actifs.
- 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

- La baisse de la trésorerie provenant des activités de financement d'un trimestre à l'autre s'explique essentiellement par le remboursement de billets à terme venus à échéance et de facilités de crédit. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, nous avons émis des titres hybrides dont le produit a servi à rembourser des billets à terme venus à échéance et des facilités de crédit ainsi qu'à refinancer nos programmes d'investissements de croissance. Le produit des titres hybrides a tout d'abord 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, ainsi qu'il est commenté à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement – Remboursement sur la dette à long terme*.

- Enfin, exception faite des dividendes versés aux actionnaires de Spectra Energy qui avaient été déclarés avant l'opération de fusion, les dividendes versés sur nos actions ordinaires ont augmenté au premier trimestre de 2018, principalement en raison de la hausse du taux de dividende sur les actions ordinaires aux deuxième et quatrième trimestres de 2017 et 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.

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

Les participants à notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions (le « régime ») bénéficient d'un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires au moyen des dividendes réinvestis. Pour les trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017, les dividendes déclarés et payés ont totalisé 1 138 M\$ et 548 M\$, respectivement, dont 764 M\$ et 354 M\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes payés, soit 374 M\$ et 194 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 versés au comptant et pris en compte dans les activités de financement pour le trimestre clos le 31 mars 2017, des dividendes de 414 M\$ ont été déclarés à l'intention des actionnaires de Spectra Energy avant l'opération de fusion et leur ont été payés après l'opération de fusion. Pour les trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017, respectivement, 32,9 % et 35,4 % des dividendes payés ont été réinvestis dans le régime.

Notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} juin 2018 aux actionnaires inscrits le 15 mai 2018.

Actions ordinaires	0,67100 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C ¹	0,22685 \$
Actions privilégiées, série D ²	0,27875 \$
Actions privilégiées, série F	0,25000 \$
Actions privilégiées, série H	0,25000 \$
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	0,25000 \$ 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 ³	0,30625 \$

¹ Le taux de dividende trimestriel de la série C a augmenté, passant de 0,20342 \$ à 0,22685 \$ le 1^{er} mars 2018, en raison d'une refixation trimestrielle.

² Le taux de dividende trimestriel de la série D a augmenté, passant de 0,25000 \$ à 0,27875 \$ le 1^{er} mars 2018, en raison d'une refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2018 et tous les cinq ans par la suite.

³ L'augmentation du taux de dividende de la série 19, qui est passé de 0,26850 \$ au taux de dividende trimestriel régulier de 0,30625 \$, entrera en vigueur le 1^{er} juin 2018.

FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

OLÉODUCS

Questions de nature juridique liées à Eddystone Rail

En février 2017, 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 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.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Cassation du certificat de la FERC visant Sabal Trail

Le 20 septembre 2016, le 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 émis son ordonnance.

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 RELATIFS AUX DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Nous avons conclu des ententes d'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux totalisant 2 265 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

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES

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

Le 1^{er} 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 TCJA promulguée par le gouvernement fédéral des États-Unis le 22 décembre 2017. Les modifications apportées par cette mise à jour comptable permettent 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 éliminent 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^{er} 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 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Amélioration de la présentation des charges de retraite périodiques nettes liées aux régimes à prestations déterminées

Le 1^{er} 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 périodiques nettes et des charges périodiques nettes 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 l'état consolidé 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 charges de retraite nettes au poste « Autres produits (charges) », dans le bénéfice d'exploitation. Auparavant, toutes les composantes des charges de retraite nettes étaient présentées dans les charges d'exploitation et d'administration. En outre, seul le coût des services rendus compris dans les charges de retraite nettes sera capitalisé de manière prospective. L'adoption de cette mise à jour 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^{er} 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^{er} 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 à 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 trimestres correspondants 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^{er} janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2016-15 de manière rétrospective. La nouvelle norme réduit les divergences dans les pratiques de classement à l'état 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^{er} janvier 2018, nous avons adopté l'ASU 2016-01 de manière 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 instruments financiers établie à des fins de présentation est déterminée selon la valeur 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^{er} janvier 2018, nous avons appliqué 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 pour les états financiers consolidés.

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^{er} 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 remplies et non remplies.

Le tableau ci-dessous présente l'incidence cumulative non significative de l'adoption de l'ASC 606 sur nos états consolidés de la situation financière au 1^{er} janvier 2018 pour chacun des postes touchés, ainsi que l'explication de cette incidence. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, l'incidence de l'adoption de l'ASC 606 sur nos états consolidés des résultats n'était pas significative.

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

1 Produits 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 pipelinrière pour la durée du contrat est remplie.

2 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 considérés comme des produits reportés et sont comptabilisés 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.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

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^{er} 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^{er} 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 détenues 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^{er} 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 consolidé 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 dressons actuellement un inventaire de nos contrats de location afin de déterminer l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés. Nous adopterons cette nouvelle norme le 1^{er} janvier 2019 et nous évaluons actuellement les options quant aux mesures pratiques de transition auxquelles nous pouvons avoir recours relativement à cette mise à jour.

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, soit de ne pas évaluer les servitudes foncières existantes ou échues qui n'ont auparavant pas été comptabilisés 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.

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 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 mécanismes de présentation 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 31 mars 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-(f) en vertu de l'Exchange Act) au cours du trimestre clos le 31 mars 2018 et nous n'avons trouvé aucune modification ayant touché, ou étant raisonnablement 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 partie 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 partie, 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 pipelinières, 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 ceux actuellement en service. Le non-respect de la réglementation applicable pourrait avoir de nombreuses conséquences susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur notre exploitation, nos résultats, notre situation financière et nos flux de trésorerie.

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

Aucuns.

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. Les pièces marquées du symbole « + » constituent un contrat de gestion ou un régime de rémunération de la direction.

Numéro de la pièce	Description
2.1	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)
3.1	Certificat de modification daté du 27 février 2018 (intégré par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 1^{er} mars 2018)
3.2	Certificat de modification daté du 9 avril 2018 (intégré par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)
3.3	Certificat de modification daté du 10 avril 2018 (intégré par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)
4.1	Quatrième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 1^{er} mars 2018 (intégrée par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 1^{er} mars 2018)
4.2	Cinquième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 12 avril 2018 (intégrée par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 12 avril 2018)
	<i>Certains instruments définissant les droits des porteurs de titres de créance à long terme de la société inscrite et de ses filiales ont été omis conformément à l'Item 601(b)(4)(iii) du Regulation S-K. Par les présentes, la société inscrite s'engage à fournir à la SEC, sur demande, des copies desdits instruments.</i>
10.1*+	Régime de retraite complémentaire d'Enbridge, dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2018
10.2*+	Modification n° 3 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1^{er} janvier 2005)
10.3*+	Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc., daté du 14 février 2018, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018
31.1*	Attestation en vertu de l'article 302 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.
31.2*	Attestation en vertu de l'article 302 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.
32.1*	Attestation en vertu de l'article 906 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.
32.2*	Attestation en vertu de l'article 906 de la Sarbanes-Oxley Act of 2002.
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 : 10 mai 2018

Par : /s/ Al Monaco

Al Monaco
Président et chef de la direction

Date : 10 mai 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