



**ENBRIDGE INC.**  
**RAPPORT DE GESTION**  
**31 décembre 2019**

# RUBRIQUE 7. RAPPORT DE GESTION

## INTRODUCTION

Le rapport de gestion qui suit est fondé sur la section *Information prospective*, la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque* et nos états financiers consolidés et les notes y afférentes figurant à la partie II, rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* du présent rapport annuel sur formulaire 10-K et doit être lu en parallèle avec ceux-ci.

La présente section de notre rapport annuel sur formulaire 10-K traite des résultats de 2019 et de 2018 et présente des comparaisons entre les résultats de 2019 et de 2018. Pour une analyse des résultats de 2017 et une comparaison des résultats de 2018 et de 2017, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion*, de notre rapport annuel sur formulaire 10-K de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

## FAITS NOUVEAUX

### ENTRÉE EN SERVICE PRÉVUE DU PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3 AU CANADA

La mise en service du tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3 a eu lieu le 1<sup>er</sup> décembre 2019 assortie de droits supplémentaires provisoires de 0,20 \$ US le baril sur les volumes expédiés sur le réseau principal. Ce projet d'entretien axé sur la sécurité illustre l'importance de protéger l'environnement et d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation à long terme de notre réseau principal. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial – Oléoducs*.

### CALENDRIER DE DÉLIVRANCE DES PERMIS PAR L'ÉTAT DU MINNESOTA POUR LE PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE LA CANALISATION 3 AUX ÉTATS-UNIS

Le 3 juin 2019, la Cour d'appel du Minnesota a rendu une décision sur la détermination de la pertinence par la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») de l'étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive pour le programme L3R aux États-Unis. Bien qu'elle ait rejeté huit des neuf parties de la décision portées en appel, la Cour d'appel du Minnesota a cerné une question qui l'a incitée à infirmer la détermination de la pertinence. Le 3 juillet 2019, certains opposants au projet ont sollicité une autre révision en appel auprès de la Cour Suprême du Minnesota. Le 17 septembre 2019, à la lumière de la réponse de la MNPUC et de la réponse de la société, la Cour Suprême du Minnesota a rejeté la demande des opposants et par le fait même rétabli la compétence de la MNPUC. Lors d'une audience tenue le 1<sup>er</sup> octobre 2019, la MNPUC a ordonné au département du Commerce de présenter une EIE révisée au plus tard le 9 décembre 2019. Le département du Commerce a rendu public son EIE révisée le 9 décembre 2019 et la MNPUC a recueilli les commentaires du public sur ce document jusqu'au 16 janvier 2020. Le 3 février 2020, la MNCUP a approuvé la pertinence de l'EIE révisée et a rétabli le certificat de nécessité et le tracé du pipeline, permettant ainsi que la construction du pipeline commence dès qu'auront été délivrés les permis nécessaires.

À l'heure actuelle, nous ne sommes pas en mesure de déterminer le moment de la délivrance de tous les permis nécessaires pour commencer la construction. Pour plus de détails, voir *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire – Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis*.

## **CONTRATS VISANT LE RÉSEAU PRINCIPAL**

Le 2 août 2019, nous avons lancé un appel de soumissions pour les services de transport sur notre réseau principal. L'appel de soumissions permettait aux expéditeurs de conclure des contrats à long terme conférant un accès prioritaire sur le réseau principal à l'échéance, le 30 juin 2021, de l'ETC en vigueur.

Le 27 septembre 2019, après avoir reçu des plaintes, la Régie a établi une ordonnance selon laquelle nous ne pouvions pas offrir un service garanti aux expéditeurs éventuels sur notre réseau principal jusqu'à ce qu'un tel service garanti, ainsi que tous les tarifs et modalités connexes, aient été approuvés par la Régie. Bien que cette décision diffère considérablement des pratiques réglementaires antérieures, la Régie a fait remarquer que sa décision de procéder à un examen réglementaire avant l'appel de soumissions ne nuit aucunement à notre capacité de proposer des contrats d'accès prioritaire à long terme sur le réseau principal.

Le 19 décembre 2019, nous avons présenté à la Régie une demande au sujet de la mise en œuvre de contrats visant notre réseau principal. La demande visant le service souscrit et le service non souscrit comprenait les modalités, conditions et droits connexes pour chaque service qui serait offert dans le cadre d'un appel de soumissions à la suite de l'approbation par la Régie. Les droits et services remplaceraient l'ETC actuelle, qui est en vigueur jusqu'au 30 juin 2021. Si un nouvel accord n'est pas en vigueur à cette date, les droits aux termes de l'ETC continueraient de s'appliquer provisoirement.

La demande que nous avons déposée est le résultat de deux années de négociations approfondies avec divers groupes d'expéditeurs et elle a été conçue pour faire concorder nos intérêts avec ceux des expéditeurs. Ces expéditeurs représentant plus de 70 % du débit actuel de notre réseau principal ont déposé auprès de la Régie des lettres à l'appui de la demande, ce qui atteste du fort soutien des expéditeurs pour ces services.

Le 7 février 2020, nous avons répondu aux lettres sollicitées par la Régie aux fins de commentaires par les parties intéressées qui sont en faveur de notre demande ou qui s'y opposent. Nous nous attendons à ce qu'un processus réglementaire exhaustif continue d'être mis en œuvre durant la presque totalité de 2020.

## **MONÉTISATION D'ACTIFS**

### **Entreprise d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick**

Le 1<sup>er</sup> octobre 2019, nous avons conclu la vente d'EGNB à Liberty Utilities (Canada) LP, filiale en propriété exclusive d'Algonquin Power & Utilities Corp., pour un produit d'environ 331 M\$.

### **St. Lawrence Gas Company Inc.**

Le 1<sup>er</sup> novembre 2019, nous avons conclu la vente des actions émises et en circulation de St. Lawrence Gas pour un produit d'environ 72 M\$.

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

Le 31 décembre 2019, nous avons réalisé la vente à Brookfield Infrastructure Partners L.P. et ses partenaires institutionnels (collectivement, « Brookfield ») de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel sous réglementation fédérale pour un produit d'environ 1,7 G\$, compte tenu des ajustements de clôture habituels. Ces entreprises sous réglementation fédérale représentent la seconde, et dernière, étape de l'opération de 4,3 G\$ annoncée précédemment le 4 juillet 2018.

### **Ligne de raccordement Montana-Alberta**

Au quatrième trimestre de 2019, nous avons adopté un plan visant la vente des actifs de transport de la LRMA. La convention d'achat et de vente a été signée en janvier 2020. Sous réserve de certaines approbations réglementaires et conditions de clôture courantes, l'opération devrait se conclure pendant le premier trimestre de 2020.

Pour plus de précisions sur le produit des activités de monétisation d'actifs dont il est question plus haut, se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement – Sources et emploi de la trésorerie*.

#### **DEMANDE TARIFAIRE DE 2019 D'ENBRIDGE GAS INC.**

En septembre 2019, Enbridge Gas a reçu la décision et une ordonnance de la CÉO au sujet de sa demande tarifaire de 2019. La demande tarifaire de 2019 a été déposée en décembre 2018. Elle était conforme aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondé sur un modèle de réglementation incitative et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvé par la CÉO pour Enbridge Gas, et elle visait la première année d'une période de cinq ans. Dans la décision et l'ordonnance, la date d'entrée en vigueur des tarifs de base, soit le 1<sup>er</sup> avril 2019, ainsi que l'inclusion de montants aux termes du module de capitaux supplémentaires afin de permettre le recouvrement d'investissements en capital supplémentaires ont été approuvées.

#### **DEMANDE TARIFAIRE DE 2020 D'ENBRIDGE GAS INC.**

En octobre 2019, Enbridge Gas a déposé une demande auprès de la CÉO en vue d'un règlement tarifaire pour 2020 et du financement d'investissements de capitaux supplémentaires distincts au moyen du module de capitaux supplémentaires. La demande tarifaire de 2020 a été déposée conformément aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondés sur un modèle de réglementation incitative et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvés par la CÉO pour Enbridge Gas, et elle vise la deuxième année d'une période de cinq ans. En décembre 2019, Enbridge Gas a reçu la décision et une ordonnance de la CÉO approuvant provisoirement les droits de 2020, qui sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020. Une décision au sujet de la demande d'Enbridge Gas pour l'inclusion de montants aux termes du module de capitaux supplémentaires est attendue au deuxième trimestre de 2020.

#### **RUPTURE DU PIPELINE TEXAS EASTERN**

Le 1<sup>er</sup> août 2019, une rupture est survenue sur la canalisation 15, une conduite de gaz naturel de 30 pouces faisant partie du réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern dans le comté de Lincoln, au Kentucky. Bien que les deux pipelines adjacents aient été remis en service, la canalisation 15 demeure fermée dans le secteur touché et la date de remise en service n'a pas encore été déterminée. Il y a eu un décès. Nous continuons d'apporter notre soutien au National Transportation Safety Board dans le cadre de son enquête, à la collectivité et aux membres de celle-ci touchés par la rupture de la canalisation. Le réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern, d'une longueur d'environ 1 700 milles, relie les champs de production de la côte du golfe du Mexique au Texas et en Louisiane et les États de l'Ohio, de la Pennsylvanie, du New Jersey et de New York.

Par suite de l'incident, nous avons enregistré une baisse des produits d'exploitation et une hausse des coûts d'exploitation de 34 M\$, avant les recouvrements prévus, en 2019. Texas Eastern Transmission, LP (« Texas Eastern ») est couverte par un programme d'assurance complet qui s'applique à nos filiales et à nos sociétés affiliées et qui englobe la responsabilité civile, les biens et les pertes d'exploitation.

#### **DOSSIER TARIFAIRE DE TEXAS EASTERN**

Le 1<sup>er</sup> juin 2019, Texas Eastern a mis en vigueur ses tarifs révisés. Ces taux de recours accrus font l'objet d'un remboursement et d'intérêts. Après des négociations étendues sur le dossier tarifaire de Texas Eastern, nous sommes parvenus à un accord avec les expéditeurs et avons déposé un sommaire de stipulation et d'entente auprès de la FERC le 28 octobre 2019. Le 13 janvier 2020, le juge administratif a confirmé ce sommaire de stipulation incontesté auprès de la FERC et nous attendons une décision de la FERC au deuxième trimestre de 2020. À la réception de la décision de la FERC, nous commencerons à comptabiliser les droits mis à jour dans nos résultats d'exploitation.

## INFORMATION PROSPECTIVE

*Le présent rapport de gestion renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur nous, nos filiales et nos sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction de nos projets et activités et de ceux de nos filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de verbes comme « entrevoir », « croire », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « viser », « planifier », « projeter », « cibler » et autres termes du genre qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des déclarations prospectives ayant trait notamment à ce qui suit : notre vision et notre stratégie d'entreprise, y compris les priorités et les instruments stratégiques; le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); les flux de trésorerie futurs prévus; les flux de trésorerie distribuables prévus; le ratio dette/BAIIA prévu; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les priorités stratégiques et le rendement prévus des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution et stockage de gaz, Production d'énergie renouvelable et Services énergétiques; les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; les exigences de financement par capitaux propres prévues à l'égard de notre programme de croissance garanti sur le plan commercial; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue de nos coentrepreneurs à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue et le moment prévu des acquisitions et des cessions; les avantages prévus des opérations, y compris la réalisation d'efficacités et de synergies; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation et les actions en justice en découlant ainsi que les autres litiges; les prévisions en matière de prix des marchandises; les prévisions en matière d'offre et de demande; l'utilisation prévue de nos actifs existants; la concurrence prévue; le programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis »); les questions relatives à la canalisation 5; l'octroi de contrats pour le réseau principal; le dossier tarifaire de Texas Eastern; les dividendes futurs estimatifs; notre politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements de dividendes prévus et l'incidence prévue de notre programme de couverture.*

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

*Nos énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de la mise en œuvre réussie de nos priorités stratégiques, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, des modifications apportées à la réglementation régissant notre entreprise, des acquisitions, des cessions et des autres transactions, de notre politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprunts, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des modifications apportées aux accords commerciaux, des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, des décisions politiques et de l'offre et la demande de marchandises, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent rapport de gestion 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 de gestion 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, 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.*

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Exercices clos les		
	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
<b>Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement</b>			
Oléoducs	7 681	5 331	6 395
Transport de gaz et services intermédiaires	3 371	2 334	(1 269)
Distribution et stockage de gaz	1 747	1 711	1 390
Production d'énergie renouvelable	111	369	372
Services énergétiques	250	482	(263)
Éliminations et divers	429	(708)	(337)
Amortissement	(3 391)	(3 246)	(3 163)
Charge d'intérêts	(2 663)	(2 703)	(2 556)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(1 708)	(237)	2 697
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(122)	(451)	(407)
Dividendes sur les actions privilégiées	(383)	(367)	(330)
<b>Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>5 322</b>	<b>2 515</b>	<b>2 529</b>
Résultat par action ordinaire	2,64	1,46	1,66
Résultat dilué par action ordinaire	2,63	1,46	1,65

### BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

#### Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été avantagé d'un montant net de 2 034 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 1 806 M\$ (1 276 M\$ après impôts nous revenant) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2019, comparativement à une perte de 660 M\$ (397 M\$ après impôts nous revenant) en 2018, 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 dépréciation hors trésorerie des stocks de pétrole brut et de gaz naturel pour en ramener la valeur au moindre du coût ou de la valeur du marché au sein du secteur Services énergétiques, soit 188 M\$ (144 M\$ après impôts nous revenant) en 2019, comparativement à 327 M\$ (239 M\$ après impôts nous revenant) en 2018;
- l'absence en 2019 d'une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ après impôts nous revenant en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente;
- l'absence en 2019 d'une perte de 913 M\$ (701 M\$ avant impôts nous revenant) en 2018 liée à Midcoast Operating, L.P. et ses filiales (« MOLP ») résultant de la révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente en fonction du prix de vente;
- l'absence en 2019 d'une perte de 154 M\$ (95 M\$ après impôts nous revenant) en 2018 liée à la canalisation 10 du pipeline de pétrole brut, 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 140 M\$ (127 M\$ après impôts nous revenant) en 2019, comparativement à 203 M\$ (181 M\$ après impôts nous revenant) en 2018.

Les facteurs positifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- une perte de 467 M\$ après impôts nous revenant en 2019 (perte sur cession de 268 M\$ et charge fiscale de 199 M\$) résultant de la vente des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement du gaz naturel;
- une perte de 310 M\$ (229 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 résultant de la revue de notre programme exhaustif de couverture économique à long terme et d'un paiement à certaines contreparties aux opérations de couverture pour régler au préalable et réviser le taux de couverture d'une partie de notre programme de couverture;
- une perte de 297 M\$ (218 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 résultant du classement des actifs détenus en vue de la vente de la LRMA et de leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée du coût de la vente;
- une perte de 105 M\$ (79 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet d'accès vers le nord-est;
- une perte de 86 M\$ (68 M\$ après impôts nous revenant) en 2019 liée à la vente d'actifs, aux pertes de valeur d'actifs et de l'écart d'acquisition de notre satellite, DCP Midstream;
- l'absence en 2019 d'un recouvrement de 223 M\$ après impôts en 2018 lié aux dossiers tarifaires déposés qui ont supprimé une partie du passif réglementaire auparavant inclus dans la base tarifaire des entités d'US Gas Transmission;
- l'absence en 2019 d'un recouvrement d'impôts sur les bénéfices reportés de 267 M\$ (196 M\$ nous revenant) en 2018 lié à un changement de l'assertion concernant l'investissement dans des actifs de production d'énergie renouvelable au Canada.

Les gains et les pertes hors trésorerie non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés dont il a été question plus haut découlent généralement d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme destiné à atténuer les risques de taux d'intérêt, les risques de change et les risques liés au prix des marchandises. Ce programme est source de volatilité pour les résultats à court terme déclarés du fait de la comptabilisation de gains et de pertes hors trésorerie non réalisés sur les instruments financiers dérivés servant à 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 773 M\$ de l'augmentation du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse du bénéfice de notre secteur Oléoducs en raison de l'augmentation, d'un exercice à l'autre, du débit de Flanagan Sud, du pipeline Seaway et du réseau pipelinier Bakken;
- l'apport plus important de notre secteur Oléoducs en raison de l'augmentation des droits repères du TIC et de l'augmentation du débit sur le réseau principal hors Gretna découlant de l'accroissement des approvisionnements et de l'optimisation continue de la capacité;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires mis en service aux quatrièmes trimestres de 2018 et 2019;
- la hausse du bénéfice du secteur Distribution et stockage de gaz imputable aux températures plus froides dans nos secteurs de desserte, aux tarifs de distribution plus élevés, à l'élargissement de la clientèle et à l'absence en 2019 du partage du bénéfice comptabilisé en 2018;
- l'augmentation du bénéfice de notre secteur Services énergétiques attribuable à l'élargissement de certains écarts liés à l'emplacement et à la qualité au second semestre de 2018 et au premier semestre de 2019, qui ont accru les possibilités de dégager les marges bénéficiaires réalisées sur les services de transport en 2019;
- le recul du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle en 2019 à la suite de la réalisation du rachat des titres des entités détenues à titre de promoteur au quatrième trimestre de 2018;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé du dollar canadien par rapport au dollar américain (le « taux de change moyen ») s'établissant à 1,33 \$ en 2019 comparativement à 1,30 \$ en 2018, annulée en partie par les pertes réalisées découlant de notre gestion du risque de change.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'absence en 2019 de bénéfices de MOLP et des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement du gaz naturel, qui ont été vendues au deuxième semestre de 2018;
- la hausse des charges d'exploitation de nos actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires attribuable surtout à l'augmentation des coûts liés à l'intégrité des pipelines;
- l'augmentation de la charge d'amortissement en raison de la mise en service de nouveaux actifs, atténuée du fait de la cessation de la comptabilisation de l'amortissement pour les actifs ayant été classés comme détenus en vue de la vente ou ayant été vendus au deuxième semestre de 2018;
- l'accroissement de la charge fiscale attribuable au bénéfice supérieur, au rachat de nos placements à titre de promoteur aux États-Unis au quatrième trimestre de 2018 et à la baisse des écarts de taux d'imposition étrangers en 2019.

## **PRODUITS**

Nous tirons nos produits de trois principales sources : transport et autres services, ventes liées à la distribution de gaz et ventes de marchandises.

Les produits tirés du transport et des autres services se sont établis à 16 555 M\$, à 14 358 M\$ et à 13 877 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2019, 2018 et 2017; ils sont liés à nos activités de transport par pipeline de pétrole brut et de gaz naturel et tiennent également compte des produits tirés de la production d'électricité provenant de notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable et d'électricité. Les produits tirés de nos actifs de transport régis par des accords reposant sur les mécanismes du marché évoluent en fonction des volumes transportés et des droits correspondants pour les services de transport. Pour leur part, les produits tirés des actifs régis par des contrats d'achat ferme reflètent les modalités des contrats sous-jacents visant des services ou une capacité. Les produits tirés des actifs à tarifs réglementés sont quant à eux comptabilisés conformément aux droits établis par l'organisme de réglementation et, dans la plupart des cas, les accords fondés sur le coût du service tiennent compte de notre coût de prestation du service majoré d'un taux de rendement approuvé par l'organisme de réglementation. La hausse des produits tirés du transport et des autres services reflète le débit accru sur nos principaux actifs pipeliniers et les produits supplémentaires tirés des actifs mis en service au cours des trois dernières années.

Les produits générés par les activités de distribution de gaz de 4 205 M\$, de 4 360 M\$ et de 4 215 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 sont comptabilisés conformément au mécanisme d'établissement des tarifs prescrit par l'organisme de réglementation. Les produits générés par les activités de distribution de gaz évoluent surtout en fonction des volumes livrés, qui dépendent eux-mêmes des conditions météorologiques ainsi que de la composition et de la consommation de la clientèle et des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation. Le coût du gaz naturel est transféré aux clients à même les tarifs et n'a donc pas d'incidence sur les bénéfices.

Des ventes de marchandises de 29 309 M\$, de 27 660 M\$ et de 26 286 M\$ pour les exercices clos respectivement les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 ont été tirées principalement des activités de nos services énergétiques. Les services énergétiques comprennent l'achat et la vente simultanés de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de liquides de gaz naturel (« LGN ») pour produire une marge correspondant habituellement à une faible fraction des produits bruts. Bien que les produits tirés de ces activités fluctuent en fonction des prix des marchandises, les marges nettes et le bénéfice sont relativement insensibles aux prix des marchandises et témoignent de niveaux d'activité qui dépendent davantage des écarts de prix des marchandises selon l'emplacement, la teneur et le moment que du niveau absolu des prix. Tout risque résiduel lié aux marges sur marchandises fait l'objet d'une surveillance et d'une gestion étroites. Les produits de ces activités dépendent des niveaux d'activité, qui varient d'un exercice à l'autre selon les conditions des marchés et les prix des marchandises.

Nos produits d'exploitation reflètent aussi les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés se rapportant à des contrats de change et à des contrats sur marchandises qui servent à gérer l'exposition aux fluctuations des taux de change et des prix des marchandises. Les incidences comptables évaluées à la valeur de marché créent de la volatilité et influent sur la comparaison des produits à court terme, mais nous estimons qu'à long terme, notre programme de couverture économique assurera la fiabilité des flux de trésorerie.

## DIVIDENDES

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En décembre 2019, nous avons annoncé une hausse de 9,8 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,81 \$ par action ordinaire, soit un dividende annuel de 3,24 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1<sup>er</sup> mars 2020.

## SECTEURS D'ACTIVITÉ

### OLÉODUCS

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	7 681	5 331	6 395

### Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été avantagé de 1 926 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs d'exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 976 M\$ en 2019, comparativement à une perte de 1 077 M\$ en 2018, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change et le risque lié aux prix des marchandises;
- l'absence en 2019 d'une perte de 154 M\$ en 2018 liée à la canalisation 10, qui fait partie de notre réseau principal, résultant de son classement comme un actif détenu en vue de la vente et de son évaluation subséquente au moindre de sa valeur comptable et de sa juste valeur diminuée du coût de la vente.

Les facteurs positifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- une perte de 310 M\$ en 2019 résultant de la revue de notre programme exhaustif de couverture économique à long terme et d'un paiement à certaines contreparties aux opérations de couverture pour régler au préalable et réviser le taux de couverture d'une partie de notre programme de couverture;
- une perte de 21 M\$ en 2019 liée à la radiation des coûts d'élaboration de projets à la suite du retrait de notre demande de permis pour le projet de chargement extracôtier Texas COLT.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 424 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation, d'un exercice à l'autre, du débit de Flanagan Sud et du pipeline Seaway provenant de la réorientation du débit vers la côte américaine du golfe du Mexique en raison des arrêts de production aux raffineries du Midwest américain au premier semestre de 2019 et de la forte demande sur la côte américaine du golfe du Mexique découlant des écarts de prix favorables;

- la hausse du débit du réseau pipeline Bakken d'un exercice à l'autre en raison de la solide production dans la région;
- l'augmentation du débit sur le réseau principal hors Gretna de 2 705 kb/j en 2019 comparativement à 2 631 kb/j en 2018 découlant de l'accroissement des approvisionnements et de l'optimisation continue de la capacité;
- l'accroissement des droits repères moyens du TIC, soit 4,18 \$ en 2019 comparativement à 4,11 \$ en 2018;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change plus élevé de 1,33 \$ en 2019 comparativement à 1,30 \$ en 2018.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par l'incidence défavorable du taux de couverture de change moins élevé de 1,19 \$ US en 2019 comparativement à 1,26 \$ US en 2018 utilisé pour bloquer les produits libellés en dollars américains du réseau principal au Canada.

## TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	3 371	2 334	(1 269)

### Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a subi le contrecoup de l'absence en 2019 d'un apport d'environ 240 M\$ découlant de la vente de MOLP le 1<sup>er</sup> août 2018 et de la vente des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises de collecte et de traitement du gaz naturel au Canada le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

Le BAIIA a été avantagé de 1 237 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- l'absence en 2019 d'une charge pour perte de valeur de l'écart d'acquisition de 1 019 M\$ en 2018 découlant de la classification de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel comme étant détenues en vue de la vente;
- l'absence en 2019 d'une perte de 913 M\$ subie en 2018 à la suite de la nouvelle révision de la juste valeur des actifs détenus en vue de la vente de MOLP en fonction du prix de vente.

Les facteurs positifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- une perte de 268 M\$ en 2019 résultant de la vente des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel;
- une perte de 105 M\$ en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet d'accès vers le nord-est;
- une perte de 86 M\$ en 2019 liée à la vente d'actifs, aux pertes de valeur d'actifs et de l'écart d'acquisition de notre satellite DCP Midstream;
- l'absence en 2019 d'un recouvrement de 223 M\$ en 2018 lié aux dossiers tarifaires déposés qui ont supprimé une partie du passif réglementaire auparavant inclus dans la base tarifaire des entités d'US Gas Transmission.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 40 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- les apports du pipeline Valley Crossing et de certains autres actifs d'Offshore et d'US Gas Transmission mis en service aux quatrièmes trimestres de 2018 et de 2019;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé, soit 1,33 \$ en 2019 comparativement à 1,30 \$ en 2018.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- la hausse des charges d'exploitation des actifs d'US Gas Transmission attribuable surtout à l'augmentation des coûts liés à l'intégrité des pipelines;
- le recul des produits d'exploitation et l'accroissement des charges d'exploitation d'US Gas Transmission en raison de l'incident sur le réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern dans le comté de Lincoln, au Kentucky; voir *Faits nouveaux – Rupture du pipeline Texas Eastern*;
- la diminution des marges de fractionnement à notre coentreprise Aux Sable imputable à la baisse des prix des LGN.

## DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	1 747	1 711	1 390

EGD et Union Gas ont fusionné le 1<sup>er</sup> janvier 2019. La société issue de la fusion poursuit ses activités sous le nom d'Enbridge Gas. À la suite de la fusion, les résultats financiers d'Enbridge Gas rendent compte du rendement cumulé des deux sociétés de services publics remplacées.

### Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été désavantagé de 57 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- des coûts de séparation de 39 M\$ versés aux salariés en 2019 en lien avec la fusion d'EGD et d'Union Gas;
- une perte de 10 M\$ en 2019 résultant de la vente de St. Lawrence Gas;
- une perte hors trésorerie non réalisée de 12 M\$ en 2019 comparativement à un gain de 6 M\$ en 2018 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de notre satellite Noverco.

Les facteurs négatifs susmentionnés ont été en partie annulés par l'absence en 2019 d'un ajustement négatif de la quote-part du bénéfice de notre satellite Noverco Inc. de 9 M\$ en 2018 résultant de l'incidence de la loi américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act*.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 93 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la progression du bénéfice de 36 M\$ attribuable aux températures plus froides enregistrées dans nos secteurs de desserte, comparativement à 2018;
- la hausse du bénéfice tiré de l'accroissement des charges de distribution découlant surtout de l'augmentation des tarifs de distribution et de l'élargissement de la clientèle;
- l'absence en 2019 de partage du bénéfice ayant été constatée en 2018 aux termes de l'ancienne structure de tarification en fonction du rendement d'EGD;
- les synergies réalisées dans le cadre de la fusion d'EGD et d'Union Gas.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'incidence du devancement de l'intégration dans la facturation aux clients de la déduction pour amortissement, conformément aux règles de la CÉO sur les comptes de report;
- l'absence de l'apport en 2019 d'EGNB et de St. Lawrence Gas qui ont été vendues respectivement le 1<sup>er</sup> octobre 2019 et le 1<sup>er</sup> novembre 2019.

## PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	111	369	372

### Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été désavantagé de 247 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- une perte de 297 M\$ en 2019 résultant du classement des actifs détenus en vue de la vente de la LRMA et de leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée du coût de la vente;
- une perte de 10 M\$ en 2019 liée à la réduction de valeur des actifs de transport extracôtier, dont la cession est prévue pour 2020, de notre satellite Rampion Offshore Wind Limited.

Les facteurs négatifs ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation suivants :

- l'absence en 2019 d'une perte de 20 M\$ en 2018 résultant de la vente de 49 % de notre participation dans le parc éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement;
- l'absence en 2019 d'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 résiduelle de Chickadee Creek, en Alberta;
- l'absence en 2019 d'une perte de 25 M\$ en 2018 résultant du partage des pertes subies par notre satellite Rampion Offshore Wind Limited, principalement attribuables à la réparation et à la remise en état des câbles de transport d'électricité endommagés.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 11 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- de plus faibles ressources éoliennes aux installations éoliennes aux États-Unis;
- la hausse des coûts de réparation mécanique à certaines installations éoliennes aux États-Unis, déduction faite des recouvrements d'assurance;
- l'absence en 2019 d'un montant de 11 M\$ en 2018 résultant d'un règlement d'arbitrage favorable lié à nos installations éoliennes canadiennes.

Les facteurs commerciaux négatifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'apport du projet éolien extracôtier Hohe See, qui a commencé à produire de l'électricité en juillet 2019 et a atteint sa capacité d'exploitation maximale en octobre 2019;
- de plus fortes ressources éoliennes à nos parcs éoliens au Canada.

## SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	250	482	(263)

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 exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été désavantagé d'un montant net de 334 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation qui s'expliquent avant tout par un gain hors trésorerie non réalisé de 169 M\$ en 2019 comparativement à un gain de 642 M\$ en 2018, ce qui reflète la réévaluation des instruments dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises. Ce facteur négatif a été partiellement contré par une dépréciation hors trésorerie des stocks de pétrole brut et de gaz naturel pour en ramener la valeur au moindre du coût ou de la valeur de marché, soit 188 M\$ en 2019 comparativement à 327 M\$ en 2018.

Compte tenu des éléments susmentionnés, le solde de 102 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement au bénéfice supérieur des installations de pétrole brut du secteur Services énergétiques en raison de l'élargissement des écarts liés à l'emplacement et à la qualité au cours du second semestre de 2018 et du premier semestre de 2019, ce qui a rehaussé les possibilités de dégager les marges bénéficiaires sur le transport réalisées en 2019.

## ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	429	(708)	(337)

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 attribuées à aucun secteur d'activité donné. Elle englobe également les incidences des activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels à des fins générales.

## Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018

Le BAIIA a été avantagé de 1 123 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 671 M\$ en 2019 comparativement à une perte de 256 M\$ en 2018, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 84 M\$ en 2019, comparativement à 152 M\$ en 2018;
- l'absence en 2019 des coûts de l'opération de monétisation d'actifs de 68 M\$ comptabilisés en 2018.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 14 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement à la diminution des charges d'exploitation et d'administration en 2019.

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

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

	Participation d'Enbridge	Coût en capital estimatif <sup>1</sup>	Dépenses engagées à ce jour <sup>2</sup>	État d'avancement	Date d'entrée en service prévue
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
<b>OLÉODUCS</b>					
1. Canalisation latérale d'AOC	100 %	0,3 G\$	0,3 G\$	Terminé	En service
2. Projet de pipeline Gray Oak	22,8 %	0,7 G\$ US	0,4 G\$ US	Terminé	En service
3. Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada	100 %	5,3 G\$	4,9 G\$	Terminé	En service
4. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis	100 %	2,9 G\$ US	1,3 G\$ US	Pré-construction	En cours d'examen <sup>3</sup>
5. Autres – États-Unis <sup>4</sup>	100 %	0,6 G\$ US	0,5 G\$ US	Divers stades	2020 - 2021
<b>TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES</b>					
6. Atlantic Bridge <sup>5</sup>	100 %	0,6 G\$ US	0,5 G\$ US	Divers stades	S2 - 2020
7. Projet Spruce Ridge	100 %	0,5 G\$	0,2 G\$	Pré-construction	S2 - 2021
8. Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South	100 %	1,0 G\$	0,4 G\$	Pré-construction	S2 - 2021
9. Autres – États-Unis <sup>6</sup>	Diverses	1,2 G\$ US	0,5 G\$ US	Divers stades	2020 - 2023
<b>DISTRIBUTION DE GAZ ET STOCKAGE</b>					
10. Autres – Canada	100 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	S2 - 2020
11. Agrandissement de Dawn-Parkway	100 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	S2 - 2021
<b>PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE</b>					
12. Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement	25 %	1,1 G\$ (0,67 G€)	0,9 G\$ (0,6 G€)	Terminé	En service
13. Ligne de raccordement Est-Ouest	25 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	En construction	S2 - 2021
14. Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire <sup>7</sup>	50 %	1,8 G\$ (1,2 G€)	0,1 G\$ (0,04 G€)	En construction	S2 - 2022

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

<sup>2</sup> Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 31 décembre 2019.

<sup>3</sup> Mise à jour de la date de mise en service dans l'attente de la réception de tous les permis requis avant d'entreprendre la construction.

<sup>4</sup> Comprennent le prolongement de la canalisation 61 du réseau principal de Lakehead. La date estimative de mise en service sera ajustée pour coïncider avec la date de mise en service du programme L3R aux États-Unis.

<sup>5</sup> Comprennent les tronçons du projet dans les États du Connecticut et de New York qui ont été mis en service respectivement en 2017 et au cours du quatrième trimestre de 2019.

<sup>6</sup> Comprennent le projet Stratton Ridge de 0,2 G\$ US mis en service au deuxième trimestre de 2019 et l'acquisition de 0,1 G\$ US de Generation Pipeline conclue au troisième trimestre de 2019.

<sup>7</sup> Notre apport en capital s'établit à 0,3 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié au projet.

Les risques liés à la réalisation et à l'achèvement des projets de croissance sont décrits à la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque*.

## OLÉODUCS

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants ont été acquis ou mis en service en 2019 :

- **Acquisition de la canalisation latérale d'AOC** – en janvier 2019, nous avons fait l'acquisition d'infrastructures de 75 kilomètres (47 milles) de conduites latérales et de réservoirs existants desservant la concession de sables bitumineux de Leismer d'Athabasca Oil Corporation (« AOC »).
- **Projet de pipeline Gray Oak** – pipeline de pétrole brut reliant le bassin permien et la formation d'Eagle Ford à des destinations comprises dans les marchés de Corpus Christi et Sweeny/Freeport. Le pipeline, un projet conjoint avec Phillips 66, pourrait disposer d'une capacité ultime d'environ 900 000 b/j, sous réserve d'engagements supplémentaires de la part des expéditeurs. La mise en service initiale du pipeline a eu lieu en novembre 2019, et la mise en service intégrale est prévue pour le deuxième trimestre de 2020.
- **Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada** – remplacement de la canalisation 3 existante consistant en un pipeline de pétrole brut reliant Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba. Ce programme consolidera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau, en rehaussera la souplesse et nous permettra d'optimiser le débit depuis l'Ouest canadien jusqu'à Superior, au Wisconsin.

Pour l'heure, il n'est pas possible de déterminer à quel moment tous les permis nécessaires seront accordés pour le projet qui suit :

- **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis** – remplacement de la canalisation de pétrole brut 3 existante entre Neche, au Dakota du Nord, et Superior, au Wisconsin. Le programme L3R aux États-Unis consolidera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau, en rehaussera la souplesse et nous permettra d'optimiser le débit sur le réseau principal. Le programme L3R aux États-Unis devrait permettre d'atteindre le débit antérieur d'environ 760 000 b/j. Le tronçon au Wisconsin du programme L3R aux États-Unis est en service. Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire – Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis*.



**Oliéducs**

- 1 Acquisition de la canalisation latérale d'AOC
- 2 Projet de pipeline Gray Oak
- 3 Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada
- 4 Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis

<span style="color: grey;">—</span>	Actifs en exploitation
<span style="color: black;">—</span>	Projets mis en service en 2019
<span style="color: orange;">—</span>	Projets de croissance

## TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en 2020 :

- **Atlantic Bridge** – agrandissement des réseaux de transport de gaz d'Algonquin visant le transport de 133 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») de gaz naturel jusqu'en Nouvelle-Angleterre. L'agrandissement consiste principalement à ajouter des stations de comptage, à remplacer un gazoduc au Connecticut et dans l'État de New York, à rehausser la capacité de compression au Connecticut ainsi qu'à ajouter une nouvelle station de compression au Massachusetts. Les stations de comptage ont été mises en service en 2017 et en 2018. La partie du projet située au Connecticut a été mise en service au quatrième trimestre de 2017. La partie du projet située dans l'État de New York a été partiellement mise en service en novembre 2018 et était pleinement en service en octobre 2019; nous avons alors commencé à en tirer des produits supplémentaires. Compte tenu des retards pour l'obtention des permis au Massachusetts, la mise en service de la partie du projet située au Massachusetts a été reportée et est désormais prévue pour le deuxième semestre de 2020.

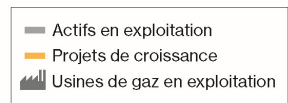
Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient entrer en service en 2021 :

- **Projet Spruce Ridge** – projet de prolongement du gazoduc BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. dans le nord de la Colombie-Britannique. Ce projet fournira une capacité additionnelle pouvant atteindre 402 Mpi<sup>3</sup>/j. En raison de retards de nature commerciale, la mise en service a été reportée et est désormais prévue pour le deuxième semestre de 2021.
- **Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South** – programme de prolongement du gazoduc BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. dans le sud de la Colombie-Britannique qui rehaussera la fiabilité de compression et fournira une capacité additionnelle d'environ 190 Mpi<sup>3</sup>/j au marché de Huntington/Sumas à la frontière canado-américaine. Les projets ont été approuvés par la Régie en septembre 2019.



### Transport de gaz

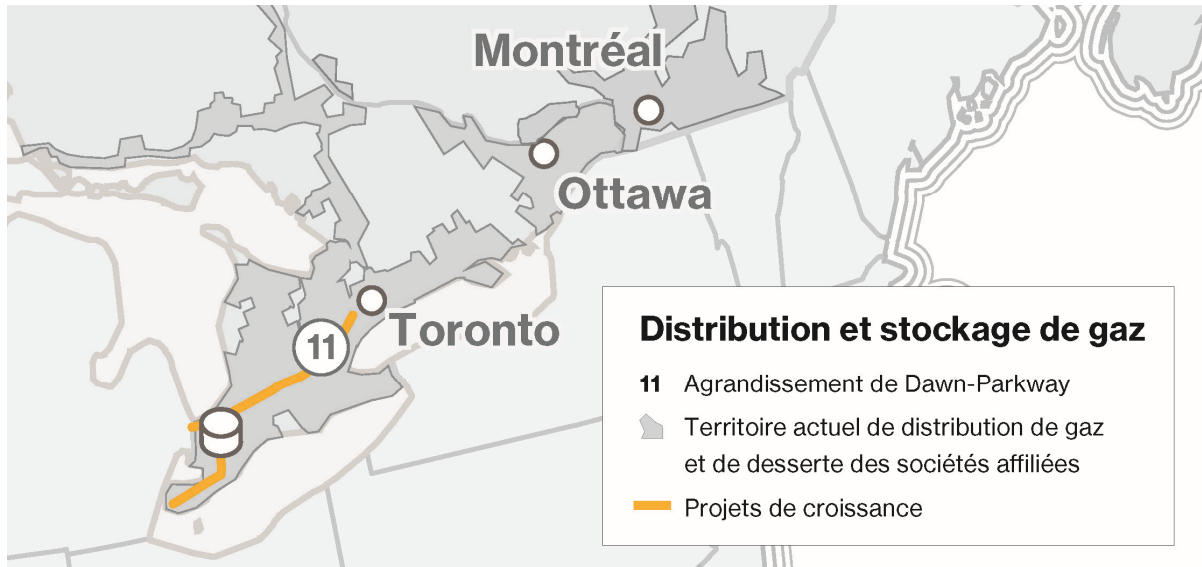
- 6 Atlantic Bridge
- 7 Projet Spruce Ridge
- 8 Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South



## DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en 2021 :

- **Agrandissement de Dawn-Parkway** – agrandissement du réseau de transport de gaz naturel de Dawn à Parkway, qui assure des services de transport depuis Dawn jusqu'à la région du Grand Toronto. Le projet devrait fournir une capacité supplémentaire d'environ 83 Mpi<sup>3</sup>/j.



## PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant a été mis en service en 2019 :

- **Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement** – projet éolien situé au large des côtes de l'Allemagne, dans la mer du Nord, qui produira environ 497 MW d'électricité, et 112 MW de plus après la réalisation de l'agrandissement. Ce projet et son agrandissement sont appuyés par un mécanisme de soutien des produits de 20 ans réglementé par le gouvernement. Le projet a commencé à produire de l'électricité en juillet 2019 et la capacité d'exploitation maximale a été atteinte en octobre 2019. L'agrandissement du projet est entré en service en janvier 2020.

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en 2021 :

- **Ligne de raccordement Est-Ouest** – projet de transport d'électricité qui longera la ligne de transport d'électricité à double circuit de 230 kilovolts actuelle reliant le poste transformateur de Wawa et celui de Lakehead, près de Thunder Bay, en Ontario, y compris un relais à mi-distance à Marathon, en Ontario.

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant devrait entrer en service en 2022 :

- **Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire** – projet éolien situé au large de la côte ouest de la France qui devrait produire environ 480 MW d'électricité. Les produits d'exploitation dans le cadre du projet s'appuient sur une convention d'achat d'électricité à prix fixe de 20 ans assortie d'une protection supplémentaire de production d'électricité. Notre part de l'investissement total dans ce projet est de 1,8 G\$, avec un apport de capitaux de 0,3 G\$. Pour le reste, la construction sera financée au moyen d'une dette sans droit de recours au niveau du projet.



**Production d'énergie renouvelable**

- 12 Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement
- 13 Projet de ligne de raccordement Est-Ouest
- 14 Projet éolien extracôtier Saint-Nazaire

	Ligne de transport d'électricité en exploitation
	Projets de croissance – Transport d'électricité
	Projets éoliens mis en service en 2019
	Actifs éoliens en exploitation
	Actifs solaires en exploitation
	Projets de croissance – Éolien

## PROJETS DE CROISSANCE – QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

### Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis

Le 3 juin 2019, la Cour d'appel du Minnesota a rendu une décision sur la détermination de la pertinence par la MNPUC de l'EIE définitive pour le programme L3R aux États-Unis. Bien qu'elle ait rejeté huit des neuf questions soulevées en appel, la Cour d'appel du Minnesota a cerné une question qui l'a incitée à infirmer la détermination de la pertinence. La Cour d'appel du Minnesota a renvoyé la décision à la MNPUC et a ordonné à cette dernière d'effectuer une analyse par modélisation des déversements dans le bassin hydrographique du lac Supérieur. Le 3 juillet 2019, certains opposants au projet ont sollicité une autre révision en appel auprès de la Cour Suprême du Minnesota. Le 17 septembre 2019, à la lumière de la réponse de la MNPUC et de la société, la Cour Suprême du Minnesota a rejeté la demande des opposants et par le fait même rétabli la compétence de la MNPUC. Lors d'une audience tenue le 1<sup>er</sup> octobre 2019, la MNPUC a ordonné au département du Commerce de présenter une EIE révisée au plus tard le 9 décembre 2019. Le département du Commerce a rendu public son EIE révisée le 9 décembre 2019 et la MNPUC a recueilli les commentaires du public sur ce document jusqu'au 16 janvier 2020. Le 3 février 2020, la MNCUP a approuvé la pertinence de l'EIE révisée et a rétabli le certificat de nécessité et le tracé du pipeline, permettant ainsi que la construction du pipeline commence dès qu'auront été délivrés les permis nécessaires.

Pour ce qui est des permis environnementaux, la modélisation des déversements exigée par la Cour d'appel du Minnesota est une condition préalable à l'obtention des autres permis auprès de l'État. Le 27 septembre 2019, l'Agence de contrôle de la pollution du Minnesota (« ACPM ») a rejeté sans préjudice la certification de la qualité de l'eau (« CQL ») 401 du programme L3R aux États-Unis. Cette action était attendue puisque la loi de l'État interdit à l'Agence d'attribuer une CQL 401 finale avant que l'EIE n'ait été jugée adéquate par la MNPUC. Le 15 novembre 2019, nous avons présenté une CQL 401 modifiée à l'ACPM. Cette dernière devrait publier un projet de CQL 401 révisée le 26 février 2020, et une période de consultation du public de 30 jours devrait commencer le 2 mars 2020.

À l'heure actuelle, nous ne sommes pas en mesure de déterminer le moment de la délivrance de tous les permis nécessaires pour commencer la construction. Selon la date de mise en service définitive, il existe un risque que le projet dépasse nos estimations du total des coûts de 9 G\$ pour le programme cumulé de remplacement de la canalisation 3. Cependant, nous ne prévoyons pour l'heure aucune incidence quant au coût en capital qui pourrait influencer de façon significative sur notre situation et nos perspectives financières.

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

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

### OLÉODUCS

- **Projet de terminal pétrolier Sea Port** – le projet de terminal pétrolier Sea Port (« TPSP ») prévoit des installations terrestres et extracôtières, y compris une plateforme fixe située à environ 30 milles du comté de Brazoria, au Texas. Le TPSP est conçu pour permettre de charger de très gros pétroliers au rythme d'environ 85 000 barils à l'heure, à concurrence d'environ 2 millions de b/j. De concert avec Enterprise Products Partners, L.P., nous avons annoncé notre intention d'aménager et de commercialiser le TPSP conjointement, et nous mettrons la touche finale à une entente de participation. Cette entente nous permettra d'acquérir une participation dans le TPSP, à condition que le TPSP reçoive un permis d'aménagement d'un port en eaux profondes.
- **Terminal de stockage de pétrole de Jones Creek** – le terminal de Jones Creek, d'une capacité de stockage ultime prévue de 15 millions de barils, devrait permettre l'accès au pétrole brut de tous les grands bassins d'approvisionnement nord-américains et sera entièrement intégré au réseau pipelinier Seaway pour assurer un accès à toutes les raffineries de la région de Houston, aux installations d'exportation existantes, au projet TPSP et à d'autres installations dans l'avenir.

## TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

- **Pipeline Rio Bravo** – le pipeline Rio Bravo est conçu pour véhiculer jusqu'à 4,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel depuis la région d'Agua Dulce jusqu'à l'installation d'exportation de GNL de Rio Grande de NextDecade, située dans le port de Brownsville, au Texas. Nous avons conclu une entente avec NextDecade visant l'acquisition du projet d'aménagement du pipeline Rio Bravo. De plus, nous avons négocié une entente précédente avec NextDecade, devant être signée au moment de la clôture, dans le cadre de laquelle nous fournirons une capacité de transport garantie sur le pipeline Rio Bravo à l'installation d'exportation de GNL de Rio Grande de NextDecade pour une période d'au moins vingt ans. La construction du pipeline est assujettie à l'obtention d'une décision d'investissement définitive pour l'installation d'exportation de GNL de Rio Grande.
- **Installations de GNL d'Annova** – nous avons conclu une entente précédente d'approvisionnement des installations de GNL d'Annova, situées dans le port de Brownsville, au Texas, pour une période d'au moins vingt ans, en prolongeant notre réseau actuel de Valley Crossing. Le prolongement est assujetti à l'obtention d'une décision d'investissement définitive pour les installations de GNL d'Annova.
- **Projet d'agrandissement de Venice de Texas Eastern** – ce projet prévoit l'inversion et l'agrandissement de la canalisation 40 de Texas Eastern depuis sa station de compression de New Roads jusqu'à un nouveau point de livraison sur le pipeline Gator Express proposé immédiatement au sud de la station de compression de Larose de Texas Eastern. Le projet devrait permettre la livraison de 1,26 Gpi<sup>3</sup> de gaz à l'installation d'exportation de GNL proposée Plaquemine de Venture Global située dans la Paroisse de Plaquemine, en Louisiane. Le projet devrait entrer en service en 2022.

## PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

- **Éolien Maritime France SAS** – participation de 50 % dans EMF, société française de développement de l'énergie éolienne en mer, détenue conjointement par EDF Energies Nouvelles, filiale d'Électricité de France S.A. EMF possède les permis visant trois centrales éoliennes extracôtées de grande envergure qui devraient produire ensemble 1 428 MW. L'une des centrales éoliennes, le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, a fait l'objet d'une décision définitive d'investissement positive au cours du troisième trimestre de 2019. L'aménagement des deux dernières installations est assujetti aux décisions d'investissement définitives et aux approbations réglementaires, dont le calendrier est incertain.

Nous comptons en outre sur un large éventail de travaux d'aménagement visant d'autres projets dont la progression n'est toutefois pas assez avancée pour qu'ils soient rendus publics.

## 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 liés à 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 de 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 des capitaux.

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. Notre programme de financement actuel ne prévoit pas l'émission d'actions ordinaires supplémentaires et c'était le principe directeur de la suspension de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions en novembre 2018.

### 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. Aux termes de notre plan de financement, nous avons réalisé les émissions décrites ci-après en 2019.

Entité	Type d'émission	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>		
Enbridge Inc.	Billets à moyen terme	1 000 \$
Enbridge Inc.	Billets de premier rang en \$ US	2 000 \$ US
Enbridge Gas Inc.	Billets à moyen terme	700 \$
Pipelines Enbridge Inc.	Billets à moyen terme	1 200 \$
Spectra Energy Partners, LP <sup>1</sup>	Billets de premier rang en \$ US	500 \$ US

<sup>1</sup> Billets émis par l'entremise d'Algonquin Gas Transmission, LLC, filiale en exploitation de Spectra Energy Partners, LP (« SEP »).

### Facilités de crédit, notations et liquidités

Pour maintenir nos liquidités et 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 suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2019.

	Échéance	Total des facilités	Prélèvements <sup>1</sup>	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2021-2024	6 993	5 210	1 783
Enbridge (U.S.) Inc.	2021-2024	7 132	1 734	5 398
Pipelines Enbridge Inc.	2021	3 000	2 030	970
Enbridge Gas Inc.	2021	2 000	898	1 102
<b>Total des facilités de crédit engagées</b>		<b>19 125</b>	<b>9 872</b>	<b>9 253</b>

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

Le 7 février 2019 et le 8 février 2019, nous avons résilié certaines facilités de crédit en dollars canadiens et en dollars américains, notamment des facilités détenues par Enbridge, Enbridge Gas, Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») et SEP. Nous avons également accru les montants disponibles dans le cadre de facilités existantes ou obtenu de nouvelles facilités pour remplacer celles qui ont été résiliées par Enbridge, Enbridge (U.S.) Inc. et Enbridge Gas. Par conséquent, le montant disponible total des facilités de crédit a augmenté d'environ 444 M\$.

Le 16 mai 2019, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit de trois ans non renouvelable et prorogable de 641 M\$ (52,5 G¥) avec un syndicat de banques japonaises.

Le 18 juillet 2019, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit bilatérale non renouvelable de cinq ans d'un montant de 500 M\$ avec une banque d'Asie.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous conservons des facilités de crédit à vue non engagées de 916 M\$, sur lesquelles un montant de 476 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2019. Au 31 décembre 2018, nous avions des facilités de crédit non engagées de 807 M\$, sur lesquelles un montant de 548 M\$ était inutilisé.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait respectivement 9 901 M\$ et 9 409 M\$. Au 31 décembre 2019, les liquidités comprenaient 648 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière (518 M\$ en 2018).

Nos conventions de crédit et d'emprunt à terme comportent les dispositions habituelles relatives aux cas de défaillance et des clauses restrictives standards selon lesquelles un remboursement anticipé ou la résiliation des ententes peut être exigé si nous nous trouvons en défaut de paiement ou ne respectons pas certaines clauses. Au 31 décembre 2019, nous respectons toutes les dispositions et clauses relatives à notre dette et nous prévoyons continuer de les respecter.

La forte croissance des flux de trésorerie d'origine interne, les produits tirés des cessions d'actifs non essentiels, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de notre modèle d'affaires nous ont permis de conserver 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 de protéger les modalités avantageuses moyennant 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/BAIIA.

En 2019, nos notations de crédit ont été maintenues comme suit :

- Le 23 juillet 2019, DBRS Limited a confirmé notre notation d'émetteur ainsi que la notation de nos billets à moyen terme et débentures non garanties à BBB (élevée), la notation des billets subordonnés à taux fixe-variable à BBB (basse), la notation des actions privilégiées à Pfd-3 (élevée) et la notation des billets de trésorerie à R-2 (élevée), avec des perspectives stables dans tous les cas.
- Le 15 avril 2019, Fitch Rating Services a confirmé la notation par défaut à long terme et la notation de la dette non garantie de premier rang de BBB+, la notation des actions privilégiées de BBB-, la notation des billets subordonnés de deuxième rang de BBB- ainsi que la notation des titres de créance à court terme et des billets de trésorerie de F2 avec perspectives stables.
- Le 25 janvier 2019, Moody's Investor Services, Inc. a relevé notre notation d'émetteur et la notation de nos billets non garantis de premier rang de Baa3 à Baa2 et révisé les perspectives pour les faire passer à positives, et relevé la notation de nos billets subordonnés de Ba2 à Ba1, la notation de nos actions privilégiées de Ba2 à Ba1 et la notation des billets de trésorerie d'Enbridge (U.S.) Inc. de P-3 à P-2.
- Le 30 décembre 2019, Standard & Poor's Rating Services (« S&P ») a confirmé nos notations de crédit et de la dette non garantie de premier rang à BBB+, la notation des actions privilégiées à P-2 (basse) et la notation des billets de trésorerie à A-1 (basse), et a confirmé les perspectives stables. S&P a également maintenu notre notation à court terme générale à A-2.

Nous investissons nos liquidités excédentaires dans des placements du marché monétaire à court terme de première qualité effectués auprès de contreparties hautement solvables. Les placements à court terme atteignaient 2 M\$ au 31 décembre 2019, comparativement à 76 M\$ au 31 décembre 2018.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 28 M\$, telle qu'elle est présentée aux états consolidés de la situation financière, comprend principalement une garantie en trésorerie et des montants reçus au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. Nous ne pourrions pas aisément accéder pour d'autres fins à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, aux 31 décembre 2019 et 2018 nous avons un fonds de roulement négatif de respectivement 2 781 M\$ et 3 024 M\$. Au cours des deux exercices visés, le passif à court terme lié à notre programme d'investissement de croissance a été le principal facteur du déficit de notre fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, nous maintenons un montant considérable de liquidités grâce aux facilités de crédit engagées et à d'autres sources déjà mentionnées, qui permettent le règlement des passifs à l'échéance.

## SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation	9 398	10 502	6 658
Activités d'investissement	(4 658)	(3 017)	(11 037)
Activités de financement	(4 745)	(7 503)	3 476
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	44	68	(72)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restriction	39	50	(975)

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 sont résumés ci-après.

### Activités d'exploitation

#### 2019

- La diminution des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2019 s'explique avant tout par la variation des actifs et des passifs d'exploitation. 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 sur le fonds de roulement de nos secteurs d'activité, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements. Consulter la note 28, *Variation de l'actif et du passif d'exploitation*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* de la partie II.
- Le facteur décrit ci-dessus a été en contrebalancé en partie par l'apport accru de nos secteurs d'exploitation et l'apport des nouveaux actifs mis en service comme il est expliqué à la rubrique *Résultats d'exploitation*.

#### 2018

- L'augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2018 s'explique avant tout par la variation des actifs et des passifs d'exploitation et par l'apport supérieur de nos secteurs d'exploitation.

### Activités d'investissement

Nous poursuivons l'exécution de notre programme de dépenses en immobilisations de croissance, qui est décrit plus en détail à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – 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.

Le tableau suivant présente un sommaire des acquisitions d'immobilisations corporelles pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 :

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Oléoducs	2 548	3 102	2 797
Transport de gaz et services intermédiaires	1 695	2 578	3 883
Distribution et stockage de gaz	1 100	1 066	1 177
Production d'énergie renouvelable	23	33	321
Services énergétiques	2	—	1
Éliminations et divers	124	27	108
<b>Total des dépenses en immobilisations</b>	<b>5 492</b>	<b>6 806</b>	<b>8 287</b>

## 2019

L'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement a principalement découlé des facteurs suivants :

- Le produit tiré des cessions d'actifs a été inférieur en 2019 comparativement à 2018. En 2019, le produit des cessions tient compte de la vente des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement du gaz naturel, St. Lawrence Gas et EGNB. En 2018, les produits de cessions rendaient compte principalement de la vente de MOLP, de certains actifs d'énergie renouvelable et des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel.
- L'absence en 2019 d'une distribution reçue de Sabal Trail en 2018 à titre de remboursement de capital partiel relatif aux coûts de construction et d'aménagement financés antérieurement par les associés de Sabal Trail.

## 2018

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement a principalement découlé des facteurs suivants :

- Le produit des cessions supérieur en 2018 comparativement à 2017, principalement en raison de la vente de MOLP, de certains actifs d'énergie renouvelable et des installations sous réglementation provinciale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel en 2018.
- L'absence en 2018 de l'acquisition d'une participation dans le réseau pipelinier Bakken en 2017.

## Activités de financement

### 2019

La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités de financement a principalement découlé des facteurs suivants :

- L'augmentation des montants prélevés sur les billets de trésorerie et les facilités de crédit ainsi que la hausse des titres de créance émis en 2019 en regard de 2018, annulées en partie par les remboursements plus élevés de titres de créance à long terme à leur échéance.
- La réduction des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2019, principalement en raison du rachat de titres des entités détenues à titre de promoteur au quatrième trimestre de 2018.
- L'absence en 2019 des produits touchés au troisième trimestre de 2018 à la suite de la vente d'une partie de notre participation dans nos actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« OIRPC »).
- Les facteurs susmentionnés sont contrebalancés en partie par la hausse des dividendes versés sur les actions ordinaires en 2019 étant donné la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires en circulation et le nombre accru d'actions ordinaires dans le cadre du rachat de titres des entités détenues à titre de promoteur au quatrième trimestre de 2018.

## 2018

L'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités de financement a principalement découlé des facteurs suivants :

- Le montant moins élevé des émissions de titres de créance et d'actions ordinaires en 2018 comparativement à 2017, annulé en partie par les remboursements inférieurs sur les titres de créance à long terme à leur échéance.
- Les dividendes supérieurs versés sur nos actions ordinaires en 2018, en raison de la majoration du taux de dividende sur les actions ordinaires et du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion et de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 dans le cadre d'un placement privé.
- Le produit touché à la suite de la vente d'une partie de notre participation dans des actifs d'énergie renouvelable au Canada et aux États-Unis à l'OIRPC au troisième trimestre de 2018.
- La baisse de l'apport des participations ne donnant pas le contrôle et des participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2018, principalement en raison d'un placement secondaire relatif à notre participation dans Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF »).

## Émissions d'actions privilégiées

Depuis juillet 2011, nous avons émis 315 millions d'actions privilégiées, pour un produit brut d'environ 7,9 G\$, qui se répartissaient de la façon suivante.

	Produit brut	Rendement	Dividende <sup>1</sup>	Valeur de rachat de base par action <sup>2</sup>	Date d'option de rachat et de conversion <sup>2,3</sup>	Droit de conversion <sup>3,4</sup>
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>						
Série A	125 M\$	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	—	—
Série B	457 M\$	3,42 %	0,85360 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> juin 2022	Série C
Bons du Trésor à						
Série C <sup>5</sup>	43 M\$	3 mois + 2,40 %	—	25 \$	1 <sup>er</sup> juin 2022	Série B
Série D <sup>6</sup>	450 M\$	4,46 %	1,11500 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> mars 2023	Série E
Série F <sup>6</sup>	500 M\$	4,69 %	1,17224 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> juin 2023	Série G
Série H <sup>6</sup>	350 M\$	4,38 %	1,09400 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> septembre 2023	Série I
Série J	200 M\$ US	4,89 %	1,22160 \$ US	25 \$ US	1 <sup>er</sup> juin 2022	Série K
Série L	400 M\$ US	4,96 %	1,23972 \$ US	25 \$ US	1 <sup>er</sup> septembre 2022	Série M
Série N <sup>6</sup>	450 M\$	5,09 %	1,27152 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> décembre 2023	Série O
Série P	400 M\$	4,38 %	1,09476 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> mars 2024	Série Q
Série R	400 M\$	4,07 %	1,01825 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> juin 2024	Série S
Série 1 <sup>6</sup>	400 M\$ US	5,95 %	1,48728 \$ US	25 \$ US	1 <sup>er</sup> juin 2023	Série 2
Série 3	600 M\$	3,74 %	0,93425 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> septembre 2024	Série 4
Série 5	200 M\$ US	5,38 %	1,34383 \$ US	25 \$ US	1 <sup>er</sup> mars 2024	Série 6
Série 7	250 M\$	4,45 %	1,11224 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> mars 2024	Série 8
Série 9	275 M\$	4,10 %	1,02424 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> décembre 2024	Série 10
Série 11	500 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> mars 2020	Série 12
Série 13	350 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> juin 2020	Série 14
Série 15	275 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> septembre 2020	Série 16
Série 17	750 M\$	5,15 %	1,28750 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> mars 2022	Série 18
Série 19	500 M\$	4,90 %	1,22500 \$	25 \$	1 <sup>er</sup> mars 2023	Série 20

- 1 Le porteur est en droit de recevoir un dividende privilégié trimestriel fixe et cumulatif, tel que déclaré par le conseil d'administration. Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A et de série C, le dividende fixe sera rajusté tous les cinq ans à compter de la date du rachat initial et de l'option de conversion. Les actions privilégiées de série 17 et de série 19 comportent une caractéristique selon laquelle le dividende fixe, au moment de son rajustement tous les cinq ans, ne pourra être inférieur à 5,15 % et à 4,90 %, respectivement. Aucune autre série d'actions privilégiées ne comporte une telle caractéristique.
- 2 Nous pouvons, à notre gré, racheter en tout temps les actions privilégiées de série A. Pour ce qui est des actions privilégiées des autres séries, nous pouvons, à notre gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation à la valeur de rachat de base par action, majorée des dividendes cumulés et non versés à la date d'option de rachat et tous les cinq ans par la suite.
- 3 Le porteur aura le droit, à certaines conditions, de convertir, à raison de une action pour une, ses actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base.
- 4 Sauf pour ce qui est des actions privilégiées de série A, après les dates de rachat et de l'option de conversion, les porteurs peuvent choisir de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs à taux variable par action, à un taux égal à 25 \$ x (nombre de jours du trimestre/365) x taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours + 2,4 % (série C), 2,4 % (série E), 2,5 % (série G), 2,1 % (série I), 2,7 % (série O), 2,5 % (série Q), 2,5 % (série S), 2,4 % (série 4), 2,6 % (série 8), 2,7 % (série 10), 2,6 % (série 12), 2,7 % (série 14), 2,7 % (série 16), 4,1 % (série 18) ou 3,2 % (série 20); ou 25 \$ US x (nombre de jours du trimestre/365) x taux des bons du Trésor du gouvernement des États-Unis à 3 mois + 3,1 % (série K), 3,2 % (série M), 3,1 % (série 2) ou 2,8 % (série 6).
- 5 Le montant du dividende trimestriel à taux variable des actions privilégiées de série C a diminué pour passer de 0,25459 \$ à 0,25395 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, a augmenté pour passer de 0,25395 \$ à 0,25647 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2019, a diminué pour passer de 0,25647 \$ à 0,25243 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2019 et a augmenté pour passer de 0,25243 \$ à 0,25305 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2019, en raison du rajustement chaque trimestre après l'émission des actions visées.
- 6 Aucune action privilégiée des séries P, R, 3, 5, 7 ou de la série 9 n'avait été convertie aux dates d'option de conversion du 1<sup>er</sup> mars 2019, du 1<sup>er</sup> juin 2019, du 1<sup>er</sup> septembre 2019, du 1<sup>er</sup> mars 2019, du 1<sup>er</sup> mars 2019 ou du 1<sup>er</sup> décembre 2019, respectivement. Toutefois, le montant trimestriel du dividende des actions privilégiées des séries P, R, 3, 5, 7 ou de la série 9 a augmenté pour passer respectivement de 0,25000 \$ à 0,27369 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, a augmenté pour passer de 0,25000 \$ à 0,25456 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2019, a diminué pour passer de 0,25000 \$ à 0,23356 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2019, a augmenté pour passer de 0,27500 \$ US à 0,33625 \$ US le 1<sup>er</sup> mars 2019, a augmenté pour passer de 0,27500 \$ à 0,27806 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019 et a diminué pour passer de 0,27500 \$ à 0,25606 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2019, en raison du rajustement devant être effectué tous les cinq ans après la date d'émission.

## Émissions d'actions ordinaires

Au quatrième trimestre de 2018, nous avons procédé à l'émission de 297 millions d'actions ordinaires d'une valeur de 12,7 G\$ dans le cadre de l'achat de titres des entités détenues à titre de promoteur. Pour plus de renseignements, se reporter à la partie II, note 21, *Capital-actions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

## Dividendes

Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, les dividendes payés ont totalisé 5 973 M\$ et 4 661 M\$, respectivement, dont 5 973 M\$ et 3 480 M\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement. En 2018, des dividendes de 1 181 M\$ payés ont été réinvestis aux termes du programme de réinvestissement de dividendes précédent et ont donné lieu à l'émission d'actions ordinaires plutôt qu'à un paiement au comptant.

Le 9 décembre 2019, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1<sup>er</sup> mars 2020 aux actionnaires inscrits le 14 février 2020.

Actions ordinaires <sup>1</sup>	0,81000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C <sup>2</sup>	0,25305 \$
Actions privilégiées, série D	0,27875 \$
Actions privilégiées, série F	0,29306 \$
Actions privilégiées, série H	0,27350 \$
Actions privilégiées, série J	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L	0,30993 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,31788 \$
Actions privilégiées, série P <sup>3</sup>	0,27369 \$
Actions privilégiées, série R <sup>4</sup>	0,25456 \$
Actions privilégiées, série 1	0,37182 \$ US
Actions privilégiées, série 3 <sup>5</sup>	0,23356 \$
Actions privilégiées, série 5 <sup>6</sup>	0,33596 \$ US
Actions privilégiées, série 7 <sup>7</sup>	0,27806 \$
Actions privilégiées, série 9 <sup>8</sup>	0,25606 \$
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	0,30625 \$

1 Le dividende trimestriel par action ordinaire a été majoré de 9,8 %, passant de 0,73800 \$ à 0,81000 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2020.

2 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série C a diminué, passant de 0,25459 \$ à 0,25395 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, a augmenté, passant de 0,25395 \$ à 0,25647 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2019, a diminué, passant de 0,25647 \$ à 0,25243 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2019, et a augmenté, passant de 0,25243 \$ à 0,25305 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2019 en raison d'une refixation du taux de dividende trimestriel après la date d'émission des actions privilégiées de série C.

3 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série P a été majoré pour passer de 0,25000 \$ à 0,27369 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2019 et tous les cinq ans par la suite.

4 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série R a été majoré pour passer de 0,25000 \$ à 0,25456 \$ le 1<sup>er</sup> juin 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> juin 2019 et tous les cinq ans par la suite.

5 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 3 a été diminué pour passer de 0,25000 \$ à 0,23356 \$ le 1<sup>er</sup> septembre 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> septembre 2019 et tous les cinq ans par la suite.

6 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 5 a été majoré pour passer de 0,27500 \$ US à 0,33596 \$ US le 1<sup>er</sup> mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2019 et tous les cinq ans par la suite.

7 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 7 a été majoré pour passer de 0,27500 \$ à 0,27806 \$ le 1<sup>er</sup> mars 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> mars 2019 et tous les cinq ans par la suite.

8 Le dividende trimestriel par action payé sur les actions de série 9 a été diminué pour passer de 0,27500 \$ à 0,25606 \$ le 1<sup>er</sup> décembre 2019, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1<sup>er</sup> décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite.

## ENTENTES HORS BILAN

Nous avons conclu des accords de garantie dans le cours normal des activités afin de faciliter les opérations commerciales avec des tiers. Ces accords prévoient des garanties financières, des lettres de garantie, des garanties de paiement, une assurance caution et des indemnisations. Pour plus de renseignements sur les accords de garantie, se reporter à la partie II, note 31, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

La plupart des accords de garantie que nous concluons rehaussent le degré de solvabilité de certaines filiales, d'entités non consolidées ou d'entités qui ne sont pas détenues à 100 %, ce qui leur permet de mener leurs activités. C'est pourquoi ces accords de garantie comportent des éléments liés à la performance et au risque de crédit qui ne sont pas inclus dans nos états consolidés de la situation financière. La possibilité que nous ayons à honorer nos obligations dépend en grande partie de l'exploitation future de nos filiales et entités détenues et de tiers, ou encore de la survenance de certains événements futurs. Pour la majorité de nos activités, un accord de garantie n'est pas requis.

Nous n'avons pas d'entités ou de structures de financement hors bilan significatives, sauf les contrats de location-exploitation, les accords de garantie et les financements que nos satellites concluent normalement. Pour obtenir plus d'informations sur ces engagements, se reporter à la note 30, *Engagements et éventualités*, et à la note 31, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* de la partie II.

Nous n'avons conclu aucune entente hors bilan qui a ou pourrait raisonnablement avoir une incidence, maintenant ou plus tard, sur notre situation financière ou l'évolution de celle-ci, nos produits ou nos charges, nos résultats d'exploitation, nos liquidités, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Le tableau ci-dessous présente les versements à effectuer au titre des obligations contractuelles au cours des cinq prochains exercices et par la suite :

Au 31 décembre 2019	Total	Moins d'un an	De 1 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Après 5 ans
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Emprunts arrivant à échéance <sup>1</sup>	63 585	4 394	10 910	10 297	37 984
Obligations au titre de la charge d'intérêts <sup>2</sup>	29 498	2 416	4 512	3 991	18 579
Baux fonciers	1 190	30	70	71	1 019
Obligations au titre des régimes de retraite <sup>3</sup>	135	135	—	—	—
Contrats à long terme <sup>4</sup>	9 883	2 947	2 832	1 179	2 925
Autres passifs à long terme <sup>5</sup>	—	—	—	—	—
<b>Total des obligations contractuelles</b>	<b>104 291</b>	<b>9 922</b>	<b>18 324</b>	<b>15 538</b>	<b>60 507</b>

1 *Comprennent les débetures, les billets à terme, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit en fonction des dates d'échéance de ces facilités, mais excluent les emprunts à court terme, les escomptes d'émission de titres d'emprunt, les frais d'émission de titres d'emprunt et les obligations au titre de contrats de location-financement. Nous pouvons, suivant certaines facilités de crédit, rembourser les obligations par anticipation. Par conséquent, le moment réel des remboursements au comptant futurs pourrait différer considérablement de ce qui est indiqué précédemment.*

2 *Comprennent les débetures et les billets à terme qui portent intérêt à des taux fixes, à taux variables et à taux fixes-variables.*

3 *En supposant que seules les cotisations requises seront versées aux régimes de retraite en 2019. Les cotisations sont établies conformément aux évaluations actuarielles indépendantes datées du 31 décembre 2019. Les cotisations, y compris les versements discrétionnaires, peuvent varier en fonction de la composition des avantages sociaux futurs et du rendement des actifs.*

4 *Les contrats à long terme du tableau ci-dessus comprennent les contrats que nous avons signés en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux qui totalisent 2 237 M\$ et qui devraient être payés au cours des cinq prochaines années. Ils comportent aussi les obligations d'achat suivantes : contrats de transport et de stockage de gaz, paiements de capacité ferme et engagements d'achat de gaz, obligations d'achat de transport, de services et de produits et engagements d'électricité.*

5 *Nous ne sommes pas en mesure d'estimer les impôts reportés (note 25, Impôts sur les bénéfices de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II) étant donné que les paiements en trésorerie liés aux impôts sont établis principalement en fonction du bénéfice imposable par année d'imposition prise individuellement. Nous sommes également dans l'impossibilité d'estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHS ») (note 19, Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II), les passifs environnementaux (note 30, Engagements et éventualités, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II) et les couvertures à payer (note 24, Gestion des risques et instruments financiers, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires de la partie II) en raison de l'incertitude entourant le montant des paiements en trésorerie et le moment où ils devront être versés.*

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

### **OLÉODUCS**

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

En février 2017, notre filiale Eddystone Rail Company, LLC (« Eddystone Rail ») a intenté une poursuite contre plusieurs parties défenderesses devant la cour de district des États-Unis pour le district est de la Pennsylvanie réclamant des dommages-intérêts de plus de 140 M\$ US. Le 7 septembre 2018, la cour de district des États-Unis pour le district est de la Pennsylvanie a agréé une requête d'Eddystone Rail visant à modifier sa demande afin d'ajouter plusieurs sociétés affiliées des parties défenderesses à titre de parties défenderesses (la « plainte modifiée »). Il n'est pas possible, pour l'heure, de prédire les chances de succès de la plainte modifiée d'Eddystone Rail. 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. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des parties défenderesses quant à leurs demandes reconventionnelles. Le 25 octobre 2019, les parties défenderesses non constituées en société ont déposé une requête de rejet pour l'absence alléguée de qualité pour agir. La requête a fait l'objet d'un exposé complet au tribunal et une décision est attendue. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des parties défenderesses individuelles quant à leur requête.

#### **Pipeline Dakota Access**

En février 2017, les Sioux de la tribu Standing Rock et les Sioux de la tribu Cheyenne River ont déposé des requêtes devant la cour de district des États-Unis pour le district de Columbia, contestant la validité du processus utilisé par l'United States Army Corps of Engineers (« Army Corps ») pour autoriser Dakota Access Pipeline. Les tribus Sioux d'Oglala et Sioux de Yankton ont également déposé des demandes de contestation du permis et du processus d'examen environnemental de l'Army Corps. En août 2018, en réponse à une demande de la cour de réexaminer des éléments de son étude environnementale, l'Army Corps a rendu sa décision et a conclu qu'aucun examen environnemental complémentaire n'était nécessaire. Les quatre tribus ont depuis modifié leur requête afin d'inclure une contestation de la pertinence de la décision de l'Army Corps de ne pas mener un examen environnemental complémentaire. Les parties ont déposé une requête et une requête incidente de jugement sommaire devant la cour de district des États-Unis pour le district de Columbia au sujet du bien-fondé des revendications des parties défenderesses quant à la pertinence de la procédure de renvoi de l'Army Corps. Les mémoires quant à la requête et à la requête incidente de jugement sommaire des parties ont été déposés le 25 novembre 2019. Cette requête et cette requête incidente demeurent en suspens dans l'attente d'une décision de la cour de district.

#### **Conduites jumelles de la canalisation 5**

En décembre 2018, la loi d'intérêt public 359 du Michigan a été adoptée en vue de créer un organisme régissant le corridor du détroit de Mackinac (l'« autorité du corridor ») et d'autoriser une entente entre l'autorité du corridor et nous pour la construction d'un tunnel sous le détroit de Mackinac (le « détroit ») afin d'y aménager une canalisation visant à remplacer les conduites jumelles de la canalisation 5 qui traversent actuellement le détroit (le « projet de tunnel »). Le 19 décembre 2018, nous avons conclu une entente au sujet du projet de tunnel avec le gouvernement du Michigan. Le 28 mars 2019, la procureure générale de l'État du Michigan a fait connaître son avis que la loi d'intérêt public 359 du Michigan était inconstitutionnelle et, peu de temps après, la gouverneure Whitmer de l'État du Michigan a donné instruction aux organismes du Michigan de mettre fin à toutes les mesures mises en œuvre aux termes des dispositions de cette loi.

Afin de dissiper l'incertitude juridique suscitée par l'opinion de la procureure générale du Michigan et la directive donnée par la gouverneure Whitmer du Michigan, le 6 juin 2019, nous avons déposé une plainte auprès des tribunaux du Michigan afin d'établir la validité constitutionnelle de la loi d'intérêt public 359 du Michigan et la possibilité d'appliquer les diverses ententes conclues entre l'État du Michigan et nous relativement à la construction du projet de tunnel. Le 11 juin 2019, les représentants de l'État ont confirmé que nous avons des permis valides pour effectuer les travaux géotechniques spécifiés qui sont maintenant terminés. Ces travaux étaient nécessaires pour préparer la construction du projet de tunnel. Le 27 juin 2019, la procureure générale du Michigan a demandé aux tribunaux du Michigan de rejeter

notre plainte et nous nous sommes opposés à sa demande par voie d'une réponse déposée le 1<sup>er</sup> août 2019. Le 31 octobre 2019, les tribunaux du Michigan ont déterminé que la loi d'intérêt public 359 du Michigan était valide et n'était pas inconstitutionnelle. Le 5 novembre 2019, la procureure générale du Michigan a interjeté appel de cette décision. Selon le calendrier d'appel accéléré, les mémoires devraient être déposés en mars 2020 et une décision devrait être rendue plus tard en 2020.

Le 27 juin 2019, la procureure générale du Michigan a déposé une plainte auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan demandant à la cour de déclarer que la servitude que nous détenons pour l'exploitation des conduites jumelles dans le détroit est invalide et d'interdire l'exploitation des conduites jumelles dans le détroit dès que possible suivant un préavis raisonnable afin de permettre les ajustements ordonnés par les parties touchées. Nous continuons de nous défendre énergiquement et le 16 septembre 2019, nous avons présenté une requête en jugement sommaire et demandé le rejet de la plainte de l'État dans son intégralité. À la même date, l'État a déposé une requête en jugement sommaire partiel et sollicité un jugement en sa faveur à l'égard de son allégation selon laquelle la servitude était nulle et non avenue depuis sa création. Le cas est désormais complètement documenté, et la date des plaidoiries orales sur les requêtes des parties a été établie au 22 mai 2020.

### **Servitudes de la canalisation 5**

Depuis plus de six ans, nous menons des négociations et des discussions avec le conseil tribal des Indiens de Chippewa de la bande de la rivière Bad du lac Supérieur (la « bande ») afin de résoudre les questions préoccupant la bande concernant la canalisation 5 du pipeline et l'emprise dans la réserve de la rivière Bad (la « réserve »). Seule une petite partie de l'ensemble des servitudes, portant sur 12 milles de la réserve, est en cause. Ces négociations et discussions n'ont pas apporté de solution aux préoccupations de la bande. Le 23 juillet 2019, la bande a déposé une plainte auprès de la cour de district des États-Unis pour le district ouest du Wisconsin alléguant que notre utilisation continue de la canalisation 5 pour le transport de pétrole brut et de liquides apparentés à travers la réserve constitue une nuisance publique en vertu des lois fédérales et étatiques et alléguant de plus que le pipeline empiète sur certaines bandes de terres pour lesquelles la bande possède une participation indivise. La bande sollicite de plus une ordonnance nous interdisant l'utilisation de la canalisation 5 pour transporter du pétrole brut et des liquides apparentés à travers la réserve et exigeant le retrait du pipeline de la réserve. Le 24 septembre 2019, pour donner suite à la plainte de la bande, nous avons déposé une réponse, des défenses et des demandes reconventionnelles contre la bande, ainsi qu'une requête visant à obtenir le rejet de la poursuite. Le 15 octobre 2019, la bande a déposé sa première demande modifiée contre nous, ajoutant de nouvelles allégations au sujet de conditions supposément non sécuritaires à un emplacement précis du pipeline sur la réserve et demandant que la cour déclare que la bande possède une autorité réglementaire sur la canalisation 5. Le 29 octobre 2019, nous avons déposé notre réponse, des défenses et des demandes reconventionnelles à l'égard de la première plainte modifiée de la bande. La date du procès a été fixée pour juillet 2021.

La bande n'a pas sollicité une injonction provisoire ordonnant l'arrêt immédiat de l'exploitation de la canalisation 5. Cependant, si la bande avait gain de cause, cela pourrait nuire à notre capacité d'exploiter le pipeline dans la réserve. Nous nous sommes défendus énergiquement contre le recours intenté par la bande depuis le début, et nous continuerons de le faire. Nous prévoyons néanmoins continuer de collaborer avec la bande afin de tenir compte de ses préoccupations; parallèlement, par prévoyance, nous avons commencé à prendre des mesures pour permettre la construction d'un tracé modifié de la canalisation 5 contournant la réserve. À cette fin, nous avons déterminé un tracé proposé à l'extérieur de la réserve et, le 7 février 2020, nous avons entamé le processus d'obtention de permis pour le tracé proposé en déposant des demandes auprès des organismes de réglementation fédéraux et étatiques.

## **TRANSPORT DE GAZ**

### **Entente définitive et restructuration du capital-actions de DCP Midstream, LP**

Le 6 novembre 2019, DCP Midstream, LP (« DCP MLP ») a annoncé la conclusion d'une entente définitive avec son commandité, dans lequel nous détenons indirectement une participation de 50 %, et la conclusion en parallèle d'une transaction de restructuration de son capital-actions. À l'issue de la transaction, le commandité a converti la totalité de ses droits de distribution incitatifs de DCP MLP, qui ont été éliminés, ainsi que sa participation économique à titre de commandité de 2 % dans DCP MLP, en conservant toutefois une participation non économique à titre de commandité, en parts ordinaires nouvellement émises de DCP MLP. À la suite de cette transaction, notre participation indirecte dans les parts ordinaires en circulation de DCP MLP a augmenté, passant d'environ 18 % à environ 28 %, et nous avons conservé notre participation indirecte de 50 % dans le commandité de DCP MLP.

## **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. 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.

## **QUESTIONS FISCALES**

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

## **ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES**

Nos états financiers consolidés sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis »), selon lesquels la direction doit formuler des estimations, des jugements et des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans nos états financiers consolidés et les notes y afférentes. Lorsqu'elle formule des jugements et des estimations, la direction s'en remet à des renseignements externes et à des conditions observables, chaque fois que c'est possible, qu'elle complète au besoin par une analyse interne. Selon nous, nos estimations comptables cruciales présentées ci-après ont une incidence sur nos divers secteurs d'activité.

### **Regroupements d'entreprises**

Nous avons adopté les dispositions de l'Accounting Standards Codification (« ASC ») 805, *Business Combinations*, pour la comptabilisation de nos acquisitions. Les actifs à long terme, les actifs incorporels acquis et les passifs pris en charge sont comptabilisés à leurs justes valeurs estimatives à la date de l'acquisition. L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur des actifs nets acquis. Nous utilisons nos estimations et hypothèses les meilleures pour évaluer avec exactitude les actifs acquis et les passifs repris à la date d'acquisition, ainsi que toute autre contrepartie éventuelle; nos estimations sont cependant incertaines par nature et peuvent être améliorées. Pendant la période d'évaluation, qui peut durer jusqu'à un an à compter de la date d'acquisition, nous comptabilisons des ajustements aux actifs acquis et aux passifs repris ainsi qu'un montant compensatoire correspondant à l'écart d'acquisition. À la conclusion de la période d'évaluation ou lors de l'établissement définitif de la valeur des actifs acquis et des passifs repris, selon la première de ces deux éventualités, tout ajustement subséquent sera comptabilisé dans nos états consolidés des résultats.

La comptabilisation des regroupements d'entreprises exige le recours au jugement, à des estimations et à des hypothèses importants à la date d'acquisition. Pour établir les estimations de la juste valeur à la date d'acquisition, nous utilisons divers facteurs, dont les données du marché, les flux de trésorerie attendus passés et futurs, les taux de croissance et les taux d'actualisation. La nature subjective de nos hypothèses augmente le risque associé aux estimations entourant le rendement prévu de l'entité acquise.

Le 27 février 2017, nous avons acquis Spectra Energy pour un prix d'achat de 37,5 G\$. Pour établir la valeur des actifs corporels acquis, nous avons appliqué les méthodes par les coûts, par le marché et par le résultat. Pour les actifs incorporels acquis, nous avons eu recours à une méthode par le résultat incluant des projections des flux de trésorerie fondées sur le rendement passé, les dispositions figurant aux contrats et les hypothèses portant sur les renouvellements prévus. Les taux d'actualisation entrant dans l'évaluation ont aussi été fixés selon un coût du capital moyen pondéré fondé sur les risques propres aux actifs correspondants et aux rendements qu'un investisseur exigerait vraisemblablement compte tenu des flux de trésorerie attendus, du calendrier et du risque.

### **Perte de valeur de l'écart d'acquisition**

Dans le cadre d'une acquisition d'entreprise, l'écart d'acquisition correspond à l'excédent du coût d'acquisition sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis. La valeur comptable de l'écart d'acquisition, qui n'est pas amortie, fait l'objet d'un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il survient des événements ou des changements de circonstances qui indiquent que la valeur comptable de l'écart d'acquisition peut s'être dépréciée.

Nous soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuel au niveau des unités d'exploitation, que nous définissons en déterminant si les composantes de nos secteurs d'exploitation constituent une entreprise pour laquelle des informations financières distinctes sont disponibles, peu importe que la direction du secteur examine régulièrement les résultats d'exploitation liés à ces composantes et peu importe que les caractéristiques économiques et réglementaires soient similaires.

Nous avons l'option d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs pour déterminer s'il y a lieu de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Dans le cadre de l'évaluation qualitative, nous déterminons les facteurs permettant d'établir la juste valeur pour chaque unité d'exploitation et déterminons si les événements et circonstances pertinents ont eu une incidence positive ou négative sur ces facteurs depuis la dernière évaluation de la juste valeur. Notre évaluation comprend notamment l'évaluation des tendances macroéconomiques, des contextes réglementaires, de l'accessibilité au capital, des tendances touchant le bénéfice d'exploitation ainsi que de la conjoncture du secteur. En nous fondant sur notre évaluation des facteurs qualitatifs, si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, nous procédons à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition.

Ce test consiste à déterminer la juste valeur de nos unités d'exploitation et à comparer ces justes valeurs à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition qui lui est attribué, dépasse sa juste valeur, la perte de valeur de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur la juste valeur. Ce montant ne doit pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. La juste valeur des unités d'exploitation est estimée en combinant des techniques reposant sur un modèle de flux de trésorerie actualisés et sur des multiples de capitalisation. La détermination de la juste valeur au moyen du modèle de flux de trésorerie actualisés nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses liées aux taux d'actualisation, au bénéfice d'exploitation projeté, aux taux de croissance finaux, aux dépenses en immobilisations et au niveau du fond de roulement. Les projections de flux de trésorerie comprennent une part importante de jugement et d'hypothèses relatives aux taux de croissance des produits et aux dépenses en immobilisations futures attendues. La détermination de la juste valeur au moyen de multiples de capitalisation nécessite la formulation d'hypothèses relativement aux bénéfices prévisibles et aux multiples de capitalisation des unités d'exploitation.

Notre examen annuel le plus récent du solde de l'écart d'acquisition a eu lieu le 1<sup>er</sup> avril 2019, ce qui n'a pas donné lieu à une perte de valeur. En date du 1<sup>er</sup> avril 2019, nos unités d'exploitation étaient de même niveau que nos secteurs isolables, à l'exception du secteur isolable Transport de gaz et services intermédiaires, dont les composantes se divisaient en deux unités d'exploitation : Transport de gaz et Services intermédiaires. Nous avons effectué un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation des services gaziers intermédiaires. Nous avons choisi d'effectuer des tests de dépréciation qualitatifs des unités d'exploitation Oléoducs, Distribution et stockage de gaz et Transport de gaz et services intermédiaires et nous avons conclu qu'il n'est pas probable que ces unités d'exploitation aient subi une perte de valeur et qu'il n'était pas nécessaire d'effectuer des tests de dépréciation quantitatifs.

La répartition de l'écart d'acquisition aux entreprises détenues en vue de la vente et aux entreprises cédées est fondée sur la juste valeur des entreprises par rapport à leur unité d'exploitation correspondante. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, nous avons comptabilisé une perte de valeur de respectivement néant et 1 019 M\$ de l'écart d'acquisition attribué aux actifs détenus en vue de la vente.

### **Perte de valeur d'actifs**

Nous évaluons la recouvrabilité de nos immobilisations corporelles lorsque des faits ou des circonstances telles que la désuétude économique, le climat des affaires, des changements des lois ou de la réglementation ou d'autres facteurs indiquent qu'il ne nous sera peut-être pas possible de recouvrer la valeur comptable de nos actifs. Nous surveillons constamment nos activités, le marché et le contexte des affaires pour repérer les éléments indiquant que la valeur d'un actif pourrait ne pas être recouvrée. S'il est établi que la valeur comptable d'un actif dépasse les flux de trésorerie actualisés attendus de l'actif en question, nous évaluerons la juste valeur de l'actif. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa juste valeur telle qu'elle est déterminée par les cours du marché sur des marchés actifs ou des techniques d'actualisation. La détermination de la juste valeur à l'aide de techniques d'actualisation exige de faire des projections et de formuler des hypothèses sur les flux de trésorerie futurs et le coût du capital moyen pondéré. Toute modification de ces projections et hypothèses peut se traduire par des révisions de l'évaluation de la recouvrabilité des immobilisations corporelles et la constatation d'une perte de valeur aux états consolidés des résultats.

### **Actifs détenus en vue de la vente**

Nous classons les actifs comme étant détenus en vue de la vente lorsque la direction entreprend un plan officiel pour mettre un actif ou un groupe d'actifs en marché et qu'elle estime probable que leur vente aura lieu dans un délai de un an. Nous évaluons les actifs détenus en vue de la vente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur estimative diminuée du coût de la vente.

### **Comptabilité réglementaire**

Certaines de nos activités sont régies par divers organismes, notamment la Régie, la FERC, l'Alberta Energy Regulator, la Régie de l'énergie du Québec et la CÉO, pour ne nommer que ceux-là. Les organismes de réglementation exercent le pouvoir qui leur est conféré par la loi sur des questions comme la construction, les tarifs et l'établissement des tarifs et les contrats conclus avec les clients. Afin de tenir compte des répercussions économiques des mesures prises par un organisme de réglementation, la constatation de certains produits et charges peut avoir lieu à une autre date que celle prévue par les PCGR des États-Unis pour les entités qui ne sont pas des entités à tarifs réglementés. Les facteurs déterminants de l'établissement des tarifs sont :

- le coût de la prestation du service, y compris les frais d'exploitation, le capital investi et la charge d'amortissement;
- le taux de rendement permis, dont la composante capitaux propres de la structure du capital et les impôts sur le bénéfice s'y rapportant;
- les frais d'intérêt sur la composante dette comprise dans la structure du capital;
- les hypothèses relatives aux débits et aux contrats.

Le taux de rendement permis est déterminé en fonction du modèle réglementaire applicable et peut avoir une incidence sur notre rentabilité. Le taux de nombre de nos projets est fondé sur un modèle de recouvrement du coût de la prestation du service qui respecte les directives des organismes de réglementation. Selon cette méthode, nous calculons les droits en fonction des volumes et du coût prévus. Tout écart entre les résultats prévus et les résultats réels fait en sorte qu'un montant excédentaire ou déficitaire est recouvré pour une année donnée. Les actifs réglementaires représentent les montants qui devraient être recouverts auprès des clients à même les tarifs des périodes futures. Les passifs réglementaires correspondent aux montants que nous prévoyons de rembourser aux clients sur les tarifs des périodes à venir ou que nous prévoyons de payer pour couvrir les coûts de cessation d'exploitation futurs liés à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de la Régie ainsi que pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux approuvés par la CÉO.

Si les mesures des organismes de réglementation diffèrent de nos attentes, le moment et le montant du recouvrement ou du règlement des soldes réglementaires pourraient différer considérablement des sommes constatées. Si les tarifs ne sont pas réglementés, nous ne comptabiliserons généralement pas d'actifs ou de passifs réglementaires, et l'incidence sera comptabilisée dans les états des résultats de la période au cours de laquelle les charges sont engagées ou les produits, enregistrés. Un actif ou un passif réglementaire est comptabilisé au titre des impôts reportés lorsqu'il est prévu que les montants seront recouverts ou réglés au moyen des futurs tarifs qui seront approuvés par l'organisme de réglementation.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, nos actifs réglementaires significatifs s'élevaient à 4 800 M\$ et à 4 695 M\$, respectivement, et nos passifs réglementaires importants totalisaient 2 786 M\$ et 2 363 M\$, respectivement.

### **Amortissement**

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 93 723 M\$ et de 94 540 M\$ aux 31 décembre 2019 et 2018, respectivement, sont amorties selon deux méthodes principales. Les actifs distincts sont généralement amortis linéairement sur leur durée d'utilité estimative à compter de leur mise en service. Les groupes d'actifs très homogènes dont la durée d'utilité est comparable sont comptabilisés selon la méthode de la mise en commun des immobilisations corporelles, selon laquelle les actifs similaires sont regroupés et amortis comme un seul groupe. Lorsque les actifs d'un groupe sont mis hors service ou autrement cédés, les gains et les pertes ne sont pas pris en compte dans les résultats, mais ils sont comptabilisés à titre d'ajustement de l'amortissement cumulé.

Lorsqu'il est déterminé que la durée d'utilité estimative d'un actif ne reflète plus le reste de la période de jouissance de cet actif, cette durée d'utilité estimative est révisée de façon prospective. Les estimations de durée d'utilité reposent sur des études techniques indépendantes, ainsi que sur les antécédents et sur les pratiques de l'industrie. Un certain nombre d'hypothèses sont inhérentes à l'estimation de la vie utile de nos actifs, dont les niveaux de développement, d'exploration, de forage, de réserves et de production de pétrole brut et de gaz naturel dans les zones d'approvisionnement desservies par nos pipelines ainsi que la demande de pétrole brut et de gaz naturel et l'intégrité de nos systèmes. La révision des hypothèses retenues au départ pourrait entraîner des ajustements des durées de vie utile estimatives et, du même coup, la modification substantielle de la charge d'amortissement applicable aux périodes ultérieures de l'un ou l'autre de nos secteurs d'activité. En ce qui concerne certaines activités à tarification réglementée, les taux d'amortissement sont approuvés par l'organisme de réglementation, et ce dernier peut exiger que des études ou mises à jour techniques soient régulièrement effectuées, lesquelles pourraient amener à leur tour la modification des taux d'amortissement.

### **Régimes de retraite et avantages postérieurs à l'emploi**

Nous avons recours à certaines hypothèses relatives au calcul des passifs liés aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux avantages complémentaires de retraite et du coût net des prestations. Ces hypothèses comprennent les évaluations les plus probables formulées par la direction quant au rendement prévu des actifs des régimes, à l'évolution future des niveaux de salaire, à l'augmentation d'autres coûts, à l'âge de départ à la retraite des salariés et à d'autres facteurs actuariels, notamment les taux d'actualisation et de mortalité. Nous établissons les taux d'actualisation par comparaison avec les taux d'obligations à long terme de sociétés de qualité élevée ayant des échéances s'approchant du moment des versements futurs devant être faits aux termes de chacun des régimes respectifs. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est déterminé au moyen de valeurs axées sur le marché et d'hypothèses sur la composition de l'actif conformément à la politique d'investissement liée aux actifs et à leur rendement projeté. Ces hypothèses sont révisées annuellement par des actuaires indépendants. Les résultats réels qui diffèrent des résultats fondés sur les hypothèses retenues sont amortis sur les périodes ultérieures et pourraient de ce fait se répercuter de façon notable sur les charges et obligations constatées dans les périodes à venir.

L'analyse de sensibilité suivante indique l'incidence, sur les états financiers consolidés au 31 décembre 2019, d'une variation de 0,5 % des principales hypothèses en matière de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite.

	Canada		États-Unis	
	Obligation	Charge	Obligation	Charge
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
<b>Prestations de retraite</b>				
Diminution du taux d'actualisation	368	34	69	6
Diminution du rendement prévu des actifs	—	18	—	5
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(66)	(15)	(7)	(1)
<b>Avantages complémentaires de retraite</b>				
Diminution du taux d'actualisation	23	1	15	—
Diminution du rendement prévu des actifs	—	—	—	1

### Passifs éventuels

Les provisions à l'égard de réclamations à notre encontre sont établies au cas par cas. Les estimations relatives à chaque cas sont révisées périodiquement et actualisées à partir des nouveaux éléments d'information reçus. Le processus d'évaluation des réclamations fait appel à l'utilisation d'estimations et à un degré élevé de jugement de la part de la direction. Les décisions définitives des tribunaux relativement aux réclamations en cours, qui sont décrites à la partie II, note 30, *Engagements et éventualités*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, pourraient avoir une incidence notable sur nos résultats financiers et ceux de certaines de nos filiales ou participations. En outre, les réclamations non présentées qui pourraient l'être ultérieurement pourraient avoir une incidence importante sur nos résultats financiers et ceux de certaines de nos filiales et participations.

### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les OMHS qui ont trait à la mise hors service d'actifs à long terme sont évaluées à la juste valeur et comptabilisées aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » ou « Autres passifs à long terme » dans la période au cours de laquelle elles peuvent être déterminées raisonnablement. La juste valeur, qui avoisine le prix qu'une tierce partie demanderait pour effectuer le travail requis pour mettre les immobilisations hors service, est constatée à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus. Les taux d'actualisation qui ont servi à évaluer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus se situent dans une fourchette allant de 1,8 % à 9,0 % pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018. Les OMHS sont ajoutées à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et amorties sur la durée d'utilité de l'immobilisation. Le passif connexe augmente avec l'écoulement du temps, un montant correspondant étant passé en charges, et ce passif est diminué des frais réellement engagés pour la mise hors service des immobilisations et la remise en état des lieux. Nos estimations pour ce qui est des coûts de mise hors service pourraient varier en raison de changements dans les estimations des coûts et des exigences réglementaires. En ce moment, les données ou les informations sur la plupart de nos actifs sont insuffisantes pour déterminer de façon raisonnable le moment du règlement et ainsi estimer la juste valeur des OMHS. En pareil cas, le coût est considéré comme indéterminé aux fins comptables, étant donné qu'il est impossible de recueillir des données ou des renseignements à partir de pratiques passées, de pratiques sectorielles ou de la durée de vie économique estimative de l'actif.

En 2009, la Régie a rendu une décision quant à l'ICQF, qui exige que les détenteurs d'une autorisation d'exploiter un pipeline en vertu de la *Loi sur la Régie* déposent des documents à l'égard d'un processus et d'un mécanisme envisagés pour la mise de côté de fonds afin de parer aux coûts de futures activités liées à la cessation d'exploitation d'installations au Canada servant à l'exploitation d'un pipeline. La décision de la Régie établit que bien que les sociétés pétrolières soient, en définitive, responsables de l'ensemble des coûts associés à la cessation d'exploitation de leurs pipelines, les coûts de cessation d'exploitation sont des coûts légitimes liés à la prestation des services et ils peuvent être recouverts auprès des utilisateurs du réseau sur approbation de la Régie. À la suite de l'approbation définitive par la Régie d'un mécanisme de prélèvement et d'un mécanisme de mise de côté aux termes de l'ICQF, nous avons commencé à prélever et à mettre de côté des fonds pour parer aux coûts futurs de cessation

d'exploitation à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la décision de la Régie. Les fonds prélevés auprès des expéditeurs sont comptabilisés dans les produits d'exploitation liés aux services de transport et à d'autres services et dans les placements à long terme soumis à restrictions. Parallèlement, nous constatons les coûts futurs de cessation d'exploitation en tant qu'augmentation des charges d'exploitation et d'administration et des autres passifs à long terme.

## **MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES**

Se reporter à la note 3, *Modifications de conventions comptables*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.