

Rapport annuel 2017



Table des matières

Lettre aux actionnaires 1

Procurer de la valeur 4

Faits saillants financiers de 2017 5

Enbridge et le développement durable 6

Gouvernance d'entreprise 7

Renseignements à l'intention
des investisseurs 8

L'énergie, pour la vie

Nous avons pour vision d'être le chef de file de la livraison d'énergie en Amérique du Nord. Nous jouons un rôle central dans le bien-être économique et la qualité de vie des Nord-Américains, qui dépendent d'un accès à de l'énergie abordable et abondante – parce qu'ils ont besoin de l'énergie, pour la vie.

Enbridge est une société d'infrastructures énergétiques chef de file en Amérique du Nord, dotée d'une envergure et d'une portée mondiales. Nos trois entreprises de base transportent et distribuent du pétrole, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel et relient la production croissante des bassins d'approvisionnement nord-américains aux principaux centres où la demande se fait sentir.

Nous nous efforçons d'être leader de notre secteur en créant de la valeur pour nos actionnaires; en servant notre clientèle; en fixant des normes de pratiques exemplaires en matière de sécurité des travailleurs et du public, de protection de l'environnement ainsi que de relations avec les collectivités et les Autochtones; et en mobilisant notre main-d'œuvre.



Oléoducs

Enbridge exploite le réseau de transport de pétrole brut et de liquides le plus long et le plus perfectionné du monde, qui transporte quelque 65 % de toutes les exportations canadiennes destinées aux États-Unis. Notre réseau principal, d'une capacité d'exploitation de 2,85 millions de barils par jour, transporte le pétrole brut de l'Ouest canadien vers les marchés de l'Est canadien, du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.



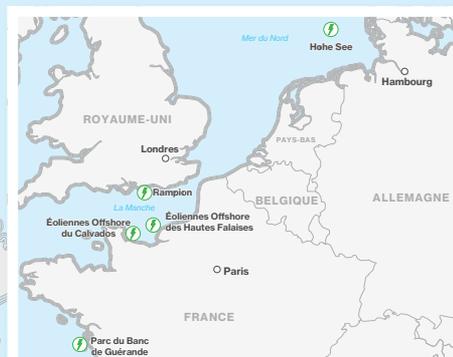
Transport de gaz et services intermédiaires

Le réseau de gazoducs d'Enbridge transporte environ 20 % du gaz naturel consommé aux États-Unis. Nous faisons le lien entre les principaux bassins d'approvisionnement et les marchés de l'Est, du Sud et du Midwest des États-Unis, et notre réseau de transport s'étend sur toute la côte du golfe du Mexique. Dans l'Ouest canadien, nous relierons directement les zones d'approvisionnement et les marchés de la Colombie-Britannique ainsi que de la région du Nord-Ouest et le Midwest américain.



Services publics de distribution de gaz naturel

Le secteur de services publics de distribution de gaz naturel d'Enbridge connecte les principaux centres de croissance aux diverses sources d'approvisionnement gazier. Ensemble, Enbridge Gas Distribution (« EGD ») et Union Gas livrent de l'énergie à environ 3,7 millions de foyers et de commerces en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick.



Enbridge a développé avec succès un solide secteur Énergie verte et transport. Elle possède des participations dans des installations d'énergie renouvelable d'une capacité de production nette de plus de 2 500 mégawatts (« MW »). En outre, notre portefeuille d'actifs de production d'énergie éolienne extracôtière est en expansion en Europe, et il présente un important potentiel de croissance.



Lettre aux actionnaires



Al Monaco
Président et
chef de la direction

Gregory L. Ebel
Président du conseil
d'administration

La nouvelle Enbridge

Notre succès repose sur notre capacité d'évaluer sans cesse notre environnement et de nous adapter au changement. Et c'est ce que nous faisons depuis trente ans. Dans les années 1990, nous avons fait l'acquisition d'Enbridge Gas Distribution parce que nous croyions au potentiel du gaz naturel; il y a 20 ans, nous avons été la première entreprise à offrir des tarifs incitatifs pour mieux répondre aux besoins de notre clientèle; et il y a 15 ans, nous avons pris une longueur d'avance en commençant à investir dans les énergies renouvelables. Puis, en 2017, nous nous sommes renouvelés : la fusion avec Spectra Energy a transformé Enbridge en un chef de file des infrastructures énergétiques nord-américain de portée mondiale.

La fusion achevée, nous avons maintenant au sein d'une même entité ce que nous croyons être les actifs de transport de liquides et de gaz naturel de la plus haute qualité qui soit sur le continent. La nouvelle Enbridge détient un portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers, des possibilités de croissance et une portée géographique beaucoup plus solides et équilibrés. Notre présence accrue rend possibles une envergure, une diversification et une souplesse financière sans égal, de même que de multiples plateformes de croissance interne qui nous permettront de continuer à livrer l'énergie dont les gens ont besoin et qu'ils veulent – aujourd'hui et pour des décennies à venir.

Nous avons posé ces jalons tout en maintenant et en perfectionnant notre proposition de valeur qui a bien servi notre entreprise et nos actionnaires : modèle d'entreprise fiable et à faible risque, croissance transparente et dividendes croissants.

Il y a deux ans, nous avons entamé un processus de transformation de l'entreprise visant à travailler de façon plus efficace et efficace. Après la fusion, nous nous sommes empressés d'intégrer les actifs de Spectra et de rassembler 15 000 employés au sein de la nouvelle Enbridge. Nous avons terminé



La nouvelle Enbridge détient un portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers, des possibilités de croissance et une portée géographique beaucoup plus solides et équilibrés.



l'année 2017 comme une seule et même équipe, travaillant dans un but commun : bâtir la meilleure entreprise de livraison d'énergie en Amérique du Nord.

Revue de 2017

Outre l'opération de fusion, 2017 a été une année fort occupée, ponctuée de multiples réalisations et événements marquants. Nous avons mis en service de nouveaux actifs totalisant la somme impressionnante de 12 G\$ en 2017, soit un record en une seule année. Fait tout aussi important, ces projets devraient procurer des flux de trésorerie et des bénéfices considérables pour des décennies à venir. Ces projets incluaient le nouveau réseau de gazoducs Sabal Trail desservant le sud-est des États-Unis; le prolongement du pipeline Wood Buffalo, soutenant le projet de sables bitumineux de Fort Hills, dans le nord de l'Alberta; et le projet éolien Chapman Ranch, au Texas. Si nous avons été en mesure de faire progresser ces projets, parmi tant d'autres, c'est grâce à notre présence constante à l'échelle locale sur le terrain, auprès des collectivités, des parties prenantes et des organismes de réglementation pour faciliter la compréhension et instaurer la confiance, des aspects indispensables à notre travail et faisant partie de l'ADN de notre société.

Information prospective

Le présent Rapport annuel renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses et laissent entendre la possibilité de résultats futurs; nous rappelons donc au lecteur les risques et les incertitudes auxquels notre entreprise est exposée. Il est question des principaux facteurs et risques pouvant influencer nos résultats futurs sous la rubrique *Information prospective* et dans les sections sur les risques de notre Rapport annuel sur formulaire 10-K et de notre Rapport de gestion, qui peuvent être consultés sur sedar.com et sec.gov.

“

Chacune de nos trois entreprises essentielles bénéficie d'un net avantage concurrentiel et cadre avec notre proposition de valeur fiable et à faible risque.

”

Au chapitre de nos entreprises essentielles, le réseau principal a transporté des volumes records, en raison de la croissance de la production de sables bitumineux et des initiatives d'optimisation de la capacité mises en place par notre équipe pour augmenter le débit, ce qui a également avantage nos clients et notre industrie. Notre entreprise de transport de gaz naturel élargie a fourni un excellent rendement et a donné les résultats attendus de l'opération de fusion avec Spectra. Il en va de même pour nos entreprises de distribution de gaz : nous avons gagné quelque 50 000 clients et procédé à un prolongement majeur – autres avantages de la fusion. Fait important, nous avons une fois de plus affiché le meilleur rendement de l'industrie en matière de sécurité. Nos 15 000 employés ont accompli leur travail quotidien en accordant la plus grande importance à la sécurité, non seulement dans l'intérêt des collectivités où nous exerçons nos activités, mais aussi dans celui de leurs collègues. Nos actionnaires ne pourraient pas être mieux servis que par nos employés, attachés depuis longtemps à l'exploitation sécuritaire et fiable de nos actifs. Comme nous, les collectivités où nous vivons et travaillons attendent de nous que nous soyons un exploitant de tout premier ordre, et nous travaillons de plus en plus fort chaque année pour exploiter nos entreprises tout en assurant la protection du public, de l'environnement et de nos employés.

Par ailleurs, nous nous sommes concentrés sur le financement de notre programme d'investissement de croissance et sur la solidité de notre bilan. Nous avons mobilisé près de 14 G\$ de capital pour l'ensemble des entités d'Enbridge à des conditions favorables et nous avons vendu 2,6 G\$ d'actifs non essentiels, dépassant ainsi la cible initiale de 2 G\$ établie au moment de l'annonce de l'opération de fusion avec Spectra. Nous avons aussi fait le nécessaire pour simplifier nos entités détenues à titre de promoteur, qui possèdent des actifs d'infrastructures cruciaux.

L'intégration de Spectra va bon train, et nous avons atteint les objectifs de synergies de coûts prévus pour la première année. Grâce à la force de nos entreprises essentielles, à leur capacité de gain, à l'apport des nouveaux projets et à la réalisation de synergies, les flux de trésorerie distribuables par action se sont établis à 3,68 \$, en conformité avec les prévisions financières de 2017 que nous avons communiquées aux investisseurs. Enfin, nous avons majoré le dividende de 15 % en 2017. Il s'agit de la 23^e année consécutive au cours de laquelle nous majorons le dividende. Malgré tous les efforts qu'a déployés notre équipe, nous avons eu des déceptions : des perturbations du débit en amont ont empêché la pleine utilisation de notre réseau principal de liquides; nous avons connu des retards liés à la réglementation et aux permis en raison de difficultés auxquelles notre industrie fait face aujourd'hui; et la faiblesse des prix des marchandises, qui dure depuis trois ans, a ébranlé nos secteurs sensibles aux fluctuations des cours. Il a été tout aussi décevant de constater que le rendement pour les actionnaires n'avait pas atteint la mesure à laquelle vous, nos propriétaires, êtes dorénavant habitués, et que nous escomptons vous procurer. Au fil de la réalisation, par notre équipe, des avantages de la fusion avec Spectra, des projets de notre programme d'investissement de



▲ En août 2017 ont commencé les travaux du programme de remplacement de la canalisation 3, le plus important projet de l'histoire d'Enbridge, qui renforcera la sécurité, la fiabilité opérationnelle et le débit du réseau principal.

croissance et de nos cibles financières, nous croyons fermement que vous bénéficierez d'un solide rendement pour les actionnaires.

Objectif stratégique

Chez Enbridge, nous cherchons sans relâche à améliorer nos activités et à miser sur nos forces, car ces moyens sont déterminants pour rester concurrentiels dans le contexte actuel. Après la clôture de l'opération de fusion avec Spectra, nous avons procédé à un examen complet de notre portefeuille d'actifs élargi, du contexte commercial et de notre position concurrentielle, afin d'évaluer où il convenait le mieux d'affecter le capital et de dresser le nouveau plan triennal.

À la lumière de cet examen, nous avons décidé de privilégier ce que nous faisons le mieux, soit donner de l'expansion à nos actifs pipeliniers et de services publics, car ce sont les activités que nous pouvons valoriser le plus. À l'avenir, nous nous centrerons davantage sur nos trois entreprises essentielles : les oléoducs et terminaux, le transport et le stockage de gaz naturel ainsi que les services publics de distribution de gaz, qui présentent des caractéristiques communes :

- elles comptent des actifs dont l'emplacement est stratégique et qui relie directement les grandes zones

d'approvisionnement, les installations de stockage et les marchés où la demande est forte en Amérique du Nord;

- elles présentent l'envergure, la portée et la souplesse requises pour répondre aux besoins de la clientèle ainsi que pour nous mesurer à la concurrence et gagner de nouveaux clients;
- elles ont de solides bases commerciales et fournissent des flux de trésorerie hautement prévisibles qui cadrent avec notre proposition de valeur à faible risque;
- elles offrent un éventail d'occasions de croissance interne qui étendent naturellement l'ampleur et la portée de nos entreprises existantes.

Nous avons également opté pour la vente ou la monétisation des actifs qui ne présentent pas ces caractéristiques ou ne correspondent pas à notre modèle d'entreprise. Nous évaluons à au moins 10 G\$ ces actifs non essentiels, dont certaines entreprises réglementées de services gaziers intermédiaires et des actifs d'énergie renouvelable situés sur la terre ferme.

Plan et priorités pour 2018 à 2020

Nous avons établi un plan d'action pour les trois prochaines années qui renforcera notre compétitivité et favorisera notre croissance. Nous sommes convaincus que son exécution réussie générera une croissance annuelle composée des flux de trésorerie distribuables par action d'environ 10 % annuellement jusqu'en 2020, ce qui contribuera à faire croître le dividende de 10 % par année au cours de la même période.

Notre plan est axé sur six priorités :

Assurer la sécurité et la fiabilité opérationnelle

Au premier chef, notre priorité absolue demeure la sécurité et la fiabilité de nos installations.

Maximiser la valeur de nos entreprises essentielles

Nous ciblons la croissance de nos trois entreprises essentielles – oléoducs, transport de gaz et services publics de distribution de gaz – par le truchement d'activités d'optimisation, d'expansion et de prolongement. Chaque entreprise bénéficie d'un net avantage concurrentiel et cadre avec notre proposition de valeur fiable et à faible risque.

Exécuter notre programme d'investissement

Jusqu'en 2020, nous nous emploierons à mettre en exploitation des projets de croissance garantis d'une valeur de 22 G\$. Parmi eux, citons le programme de remplacement de la canalisation 3, qui renforcera la sécurité, la fiabilité opérationnelle et le débit du réseau principal; le projet de gazoducs NEXUS, réseau de gazoducs reliant notre pipeline de l'est du Texas, en Ohio, au carrefour Dawn d'Union Gas, en Ontario; et le gazoduc Valley Crossing, qui donnera aux producteurs de gaz accès au marché du Mexique.

Consolider notre situation financière

Afin de financer les occasions de croissance, nous avons conçu un plan de financement prudent qui procure de la souplesse quant aux sources de capital et permet d'accélérer l'allègement du bilan. Dans le cadre de ce plan, nous prévoyons vendre pour 3 G\$ d'actifs non essentiels en 2018.

Achever l'intégration et la transformation

Nous sommes sur la bonne voie pour réaliser d'ici 2019 les synergies annuelles estimées à 540 M\$ avant impôts découlant de l'opération de fusion avec Spectra. De plus, nous avons mis en œuvre des initiatives en matière de rentabilité visant le quartile supérieur.

Se positionner pour soutenir une croissance à long terme

Nous continuerons d'évaluer les occasions de positionner Enbridge pour qu'elle tire

parti du bouquet énergétique de l'avenir, entre autres l'expansion de notre entreprise de production d'énergie éolienne extracôtière.

En conclusion

Nous avons accompli beaucoup au cours de la dernière année, grâce au travail acharné et au dévouement de nos employés. Nous sommes particulièrement fiers de leur mobilisation après les ouragans Harvey et Irma. Nos installations sont restées en exploitation tandis que nous avons prêté main-forte aux collectivités durement touchées.

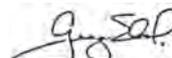
Par ailleurs, nous tenons à remercier nos administrateurs du leadership dont ils ont fait preuve durant la première année de la nouvelle Enbridge. Rebecca Roberts, qui se retire du conseil, mérite tout particulièrement notre sincère reconnaissance pour ses loyaux services à titre d'administratrice d'Enbridge et d'Enbridge Energy Partners. C'est un honneur et un privilège de travailler quotidiennement avec l'équipe d'Enbridge et de diriger cette remarquable société.

Enfin, nous sommes persuadés qu'Enbridge est en très bonne position pour l'avenir. Nos employés compétents voient à l'exploitation et au développement d'infrastructures de liquides et de gaz naturel et de réseaux de distribution du gaz naturel les plus cruciaux et dotés des emplacements les plus stratégiques sur le continent. Au cours des trois prochaines années, nous avons pour but de faire fond sur nos forces pour devenir l'entreprise d'infrastructures énergétiques la plus performante en Amérique du Nord ainsi que de continuer à croître et à réaliser de la valeur actionnariale à long terme.



Al Monaco
Président et
chef de la direction

Le 12 mars 2018



Gregory L. Ebel
Président du conseil
d'administration

Procurer de la valeur

La proposition de valeur d'Enbridge amalgame notre modèle d'entreprise fiable et à faible risque, une croissance transparente ainsi que des dividendes stables et croissants.

Modèle d'entreprise fiable et à faible risque

Nos trois entreprises essentielles génèrent des flux de trésorerie très fiables. Au-delà de 96 % du bénéfice d'Enbridge est appuyé par des contrats à long terme et à faible risque avec des clients ayant une notation de crédit de première qualité, qui procurent des flux de trésorerie et un bénéfice stables et fiables.

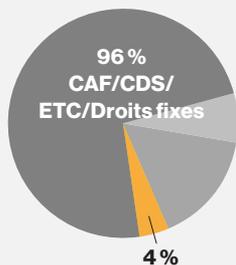
Croissance transparente

Le positionnement stratégique de nos actifs offre des occasions de croissance interne par le truchement de l'agrandissement et du prolongement de notre réseau existant. L'exécution en toute sécurité du programme d'investissement de croissance garanti constitue un élément clé du succès à long terme d'Enbridge, car il brosse un excellent tableau de la croissance des flux de trésorerie. Au cours des trois prochaines années, nous exécuterons de nouveaux projets d'une valeur de 22 G\$. La croissance du dividende que nous prévoyons sera soutenue par les flux de trésorerie supplémentaires que ces projets engrangeront.

Dividendes croissants

En matière de majoration annuelle du dividende, les antécédents d'Enbridge sont stables et s'appuient sur l'exécution réussie de notre programme d'investissement de croissance garanti. Notre empreinte stratégique continuera de nous permettre d'investir dans de nouveaux projets à valeur ajoutée pour étayer une croissance soutenue du dividende.

Soutien contractuel

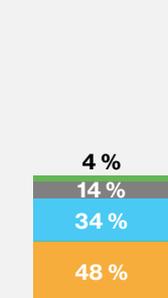


BAIIA estimatif 2018

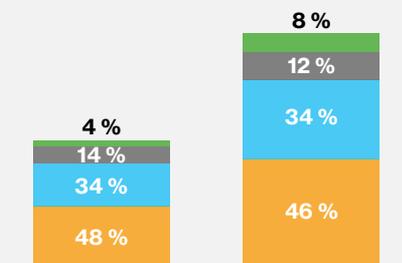
- Contrats d'achat ferme (« CAF ») / fondés sur le coût des services (« CDS »)
- Entente de tarification concurrentielle (« ETC »)
- Droits fixes
- Sensibles aux prix des marchandises

Programme d'investissement de croissance par secteur d'exploitation

12 G\$ – mise en service en 2017



22 G\$ – mise en service entre 2018 et 2020

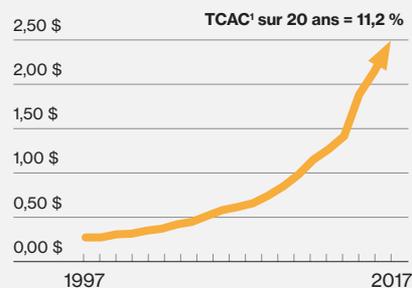


- Oléoducs
- Transport de gaz et services intermédiaires
- Distribution de gaz
- Énergies renouvelables et autres

Croissance du dividende sur 20 ans

En dollars canadiens par action

Nous prévoyons une croissance du dividende de 10 % par année jusqu'en 2020.



¹ Taux de croissance annuel composé d'un investissement sur une période donnée.

Faits saillants financiers de 2017

Les résultats financiers de 2017 reflètent notre premier exercice à titre d'entreprise regroupée, après la clôture de l'opération de fusion entre Enbridge et Spectra, le 27 février 2017.

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Total des actifs	162 093	85 209
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 529	1 776
Bénéfice par action	1,66	1,95
BAIIA ajusté ¹	10 317	6 902
Bénéfice ajusté ¹	2 982	2 078
Bénéfice ajusté par action ordinaire	1,96	2,28
Flux de trésorerie distribuables ^{1,2}	5 614	3 713
FTD par action ordinaire	3,68	4,08
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	1 525	911
Dividendes payés par action	2,41	2,12

1 Y compris les ajustements pour les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation. Les tableaux de rapprochement du BAIIA ajusté, du bénéfice ajusté, du bénéfice ajusté par action ordinaire et des flux de trésorerie distribuables (« FTD ») se trouvent sur enbridge.com

2 Auparavant désigné comme flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation (« FTDLE »). La méthode de calcul est inchangée.

Au cours des 20 dernières années, Enbridge a affiché une croissance annuelle composée du dividende par action de 12 % et un rendement annuel total pour les actionnaires d'environ 13 %, comparativement à 7 % pour l'indice composé S&P/TSX. Ces réalisations ont eu lieu tandis que nous bâtissons la plus grande entreprise d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord.

Outre Enbridge, nos entités détenues à titre de promoteur se composent de trois entités cotées en bourse qui offrent des possibilités attrayantes d'investissement dans des infrastructures énergétiques à faible risque.

Enbridge Income Fund Holdings Inc. (TSX : ENF) : Société canadienne cotée en bourse qui investit dans des actifs d'infrastructures énergétiques à faible risque, y compris le tronçon canadien du réseau principal de liquides d'Enbridge. ENF paie un dividende mensuel.

Spectra Energy Partners, LP (NYSE : SEP) : Société en commandite principale américaine axée sur les gazoducs et les installations de stockage aux États-Unis.

Enbridge Energy Partners, L.P. (NYSE : EEP) : Société en commandite principale entièrement axée sur les oléoducs, qui détient le tronçon américain du réseau principal de liquides d'Enbridge.

Enbridge et le développement durable



Notre premier Rapport sur le développement durable en tant qu'entreprise regroupée sera publié en juin 2018 et pourra être consulté à enbridge.com/sustainability

La question de la pérennité de nos activités fait partie intégrante de chaque décision prise en tant qu'entreprise qui construit et exploite depuis des décennies des infrastructures énergétiques destinées à acheminer de façon sûre et fiable l'énergie dont les gens ont besoin et qu'ils veulent.

Notre approche de la durabilité tient compte des intérêts de toutes nos parties prenantes, qu'il s'agisse de nos investisseurs, de nos employés et partenaires ou des voisins de nos installations et chantiers de projet. Nous œuvrons à cerner, sur le plan environnemental, social et de gouvernance, les occasions et les risques les plus importants pour nos activités et à les incorporer dans notre cadre stratégique ainsi que dans nos décisions touchant l'affectation du capital.

La surveillance de nos politiques et de notre performance en matière de durabilité est d'abord et avant tout assurée par le conseil d'administration et par la haute direction d'Enbridge. Pour régler les enjeux clés auxquels elle et ses parties prenantes font face, la société s'est dotée de politiques et de systèmes de gestion consacrés à la durabilité, tandis que des équipes et des cadres supérieurs assument les responsabilités à ce chapitre.

Sécurité et protection de l'environnement

Nous faisons des investissements continus pour assurer le bon état de nos systèmes et la détection des fuites. Nous favorisons une culture où tous les incidents sont considérés comme évitables. Nous donnons à nos employés le pouvoir de nous signaler toute préoccupation touchant la sécurité ou l'environnement, et nous nous attendons à ce qu'ils le fassent. Au cours du dernier exercice, aucun incident majeur ne s'est produit sur nos réseaux.

Inclusion des parties prenantes et des Autochtones

Nous collaborons respectueusement avec les parties prenantes et groupes autochtones et privilégions l'établissement de relations mutuellement avantageuses. Notre politique de relations avec les Autochtones reconnaît les droits juridiques et constitutionnels des peuples autochtones ainsi que l'importance de la relation qu'ils entretiennent avec les terres ancestrales et les ressources naturelles.

Solutions en fait de climat et d'énergie

Nous sommes uniquement placés pour contribuer à faire adopter de nouvelles solutions à faibles émissions de carbone au Canada et aux États-Unis. Nous ciblons l'efficacité énergétique et la réduction des émissions au sein de nos propres installations, et nous incorporons dans nos décisions d'investissement le caractère sensible du carbone ainsi que les risques pour le climat.

2 G\$

En 2017, nous avons investi près de 2 G\$ dans la sécurité et l'intégrité de nos réseaux de transport d'énergie.

74 M\$

Dans le cadre du programme de remplacement de la canalisation 3, nous avons conclu des ententes avec 56 communautés autochtones au Canada. En 2017, nous avons procuré environ 74 M\$ en occasions socioéconomiques à des entrepreneurs ou partenaires autochtones.

2,9 G\$ 1 009 MW

Nous nous sommes engagés à investir 2,9 G\$ dans des projets éoliens extracôtiers en Europe qui ajouteront à notre portefeuille une capacité de production d'énergie renouvelable supplémentaire de 1 009 MW.



Une gouvernance saine, garante d'une entreprise saine

Nous croyons qu'une bonne gouvernance est importante pour nos actionnaires, nos employés et notre entreprise. Nous avons un système exhaustif de gérance et d'imputabilité qui répond à toutes les exigences applicables des lois, règlements, normes ainsi que politiques internes et externes. Nous évaluons continuellement nos pratiques de gouvernance, afin de tabler sur nos forces et d'améliorer notre efficacité.

Nous bénéficions de la présence d'administrateurs d'horizons diversifiés qui sont très actifs et offrent un éventail de points de vue, une grande expertise et de solides connaissances du secteur énergétique. Ensemble, ils assurent une surveillance efficace de nos priorités et activités stratégiques.

Pour obtenir un complément d'information sur notre conseil d'administration et nos pratiques de gouvernance, se reporter à l'avis de convocation à l'assemblée annuelle des actionnaires 2018 et circulaire de sollicitation de procurations d'Enbridge Inc., sous Investment Center, rubrique Reports & Filings à enbridge.com

Conseil d'administration

Au 12 mars 2018 (de gauche à droite sur la photo)

J. Herb England

Catherine L. Williams

Gregory L. Ebel, président

Marcel R. Coutu

V. Maureen Kempston Darkes

Al Monaco

Rebecca B. Roberts

Dan C. Tutcher

Michael McShane

Michael E.J. Phelps

Pamela L. Carter

Charles W. Fischer

Clarence P. Cazalot Jr.

Renseignements à l'intention des investisseurs

Demandes de renseignements

Pour toute question sur les sujets énumérés ci-après :

- renseignements financiers ou statistiques supplémentaires,
- faits nouveaux au sein de l'industrie ou de la société,
- présentations à l'intention des investisseurs ou communiqués récents,
- toute autre demande de renseignements au sujet de l'investissement,

veuillez communiquer avec le service des Relations avec les investisseurs d'Enbridge :

Sans frais : 800-481-2804

Bureau : 403-231-3960

investor.relations@enbridge.com

Enbridge Inc.

425 – 1st Street S.W., bureau 200

Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8

Assemblée annuelle

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu dans la salle Kensington de l'hôtel Marriott Calgary Centre-ville, au 110 – 9 Avenue S.E., à Calgary (Alberta) Canada, à 13 h 30 (heure des Rocheuses), le mercredi 9 mai 2018. L'assemblée sera diffusée en direct sur le site enbridge.com, et la webémission sera archivée sur le site Web de la société pendant environ un an. Les détails au sujet de la webémission seront communiqués sur le site Web de la société peu de temps avant la date de l'assemblée.

Agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts

Pour obtenir des renseignements au sujet de la possession d'actions, du régime d'investissement à l'intention des actionnaires, des dividendes, du dépôt direct des dividendes, des comptes de réinvestissement des dividendes et des certificats égarés, veuillez communiquer avec :

Au Canada :

Société de fiducie AST (Canada)

C.P. 700, Succursale B

Montréal (Québec) Canada H3B 3K3

Téléphone : 800-387-0825 ou 416-682-3860

à l'extérieur de l'Amérique du Nord

canstockta.com

Société de fiducie AST a également des bureaux à Halifax, Toronto, Calgary et Vancouver.

Aux États-Unis :

AST

6201 – 15th Avenue,

Brooklyn, New York, États-Unis 11219

Téléphone : 800-937-5449

amstock.com

Dividendes de 2018 sur les actions ordinaires d'Enbridge Inc.

	T1	T2	T3	T4
Dividende	0,671 \$	– \$ ⁴	– \$ ⁴	– \$ ⁴
Date de paiement	1 ^{er} mars	1 ^{er} juin	1 ^{er} sept.	1 ^{er} déc.
Date de référence ¹	15 févr.	15 mai	15 août	15 nov.
Date limite d'achat d'actions aux termes du RAA ²	22 févr.	25 mai	27 août	26 nov.
Date limite d'inscription au RRD ³	8 févr.	8 mai	8 août	8 nov.

1 Les dates de référence pour les dividendes sur les actions ordinaires sont généralement les 15 février, 15 mai, 15 août et 15 novembre chaque année, sauf si le 15 du mois est un samedi ou un dimanche.

2 La date limite d'achat d'actions aux termes du régime d'achat d'actions est cinq jours ouvrables précédant la date de paiement des dividendes.

3 La date limite d'inscription au régime de réinvestissement de dividendes est cinq jours ouvrables précédant la date de référence.

4 Le montant sera communiqué une fois annoncé par le conseil d'administration.

Actions ordinaires et privilégiées

Les actions ordinaires d'Enbridge Inc. se négocient à la Bourse de Toronto au Canada et à la Bourse de New York aux États-Unis sous le symbole « ENB ». Les actions privilégiées d'Enbridge Inc. se négocient à la Bourse de Toronto au Canada sous les symboles suivants :

Série A – ENB.PR.A	Série 1 – ENB.PR.V
Série B – ENB.PR.B	Série 3 – ENB.PR.Y
Série C – ENB.PR.C	Série 5 – ENB.PF.V
Série D – ENB.PR.D	Série 7 – ENB.PR.J
Série F – ENB.PR.F	Série 9 – ENB.PF.A
Série H – ENB.PR.H	Série 11 – ENB.PF.C
Série J – ENB.PR.U	Série 13 – ENB.PF.E
Série L – ENB.PF.U	Série 15 – ENB.PF.G
Série N – ENB.PR.N	Série 17 – ENB.PF.I
Série P – ENB.PR.P	Série 19 – ENB.PF.K
Série R – ENB.PR.T	

Renseignements sur le RRD et comment s'inscrire

Enbridge propose un régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») qui permet aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge d'acquiescer des actions supplémentaires en réinvestissant les dividendes sur les actions ordinaires versés trimestriellement ou en faisant des versements en espèces facultatifs. Les dividendes réinvestis aux termes du RRD d'Enbridge bénéficient d'un escompte de 2 % sur le cours du marché des actions d'Enbridge, et le réinvestissement intégral des dividendes est réalisé étant donné que le régime permet que des fractions d'actions soient créditées au compte des participants. Les participants au RRD peuvent affecter un montant supplémentaire de 5 000 \$ par trimestre à l'achat d'actions ordinaires d'Enbridge sans devoir engager de frais de courtage; cependant l'escompte de 2 % ne s'applique pas à ces achats d'actions supplémentaires. On peut obtenir les formulaires d'adhésion au RRD d'Enbridge ou de l'information plus détaillée en communiquant avec AST sans frais au 1-800-387-0825 en Amérique du Nord ou au 1-416-682-3860 à l'extérieur de l'Amérique du Nord.

Auditeurs

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

DES ÉTATS-UNIS

Washington, D.C. 20549

FORMULAIRE 10-K

RAPPORT ANNUEL PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES AND EXCHANGE ACT OF 1934
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017

RAPPORT DE TRANSITION PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES AND EXCHANGE ACT OF 1934
Pour la période de transition allant du _____ au _____
Numéro de dossier de la Commission 1-10934

ENBRIDGE INC.

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

Canada

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

Aucun

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

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

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

Numéro de téléphone de l'émetteur inscrit, y compris l'indicatif régional : **403-231-3900**

Titres inscrits aux termes de l'article 12(b) de la Loi :

Titre de chaque catégorie

Actions ordinaires

Nom de chaque bourse où les titres sont inscrits

Bourse de New York

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est un émetteur établi bien connu (*well-known seasoned issuer*) au sens de la Règle 405 de la *Securities Act*. Oui Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit n'est pas tenu de déposer de rapports aux termes de l'article 13 ou du paragraphe 15(d) de la *Loi*. Oui Non

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

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit a présenté électroniquement et affiché sur son site Web, le cas échéant, tous les dossiers de données interactifs (*interactive data files*) devant être présentés et affichés en vertu de la Règle 45 du Règlement S-T (paragraphe 232.405 du chapitre) au cours des 12 derniers mois (ou au cours de toute période plus courte à l'intérieur de laquelle l'émetteur inscrit a été tenu de présenter et d'afficher ces dossiers). Oui Non

Cochez ci-après si l'information de déposants défaillants exigée aux termes de la section 405 du Règlement S-K (paragraphe 229.405) ne figure pas dans les présentes et ne figurera pas, à la connaissance de l'émetteur inscrit, dans des circulaires de sollicitation de procurations ou d'information définitives intégrées par renvoi dans la Partie III du présent formulaire 10-K ou dans toute modification apportée à celui-ci.

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

Important déposant admissible au régime de dépôt accéléré

Déposant admissible au régime de dépôt accéléré

Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré

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

Petit émetteur assujéti

Société en croissance émergente

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

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

Au 30 juin 2017, la valeur marchande globale des actions ordinaires de l'émetteur inscrit détenues par des sociétés non affiliées s'élevait à environ 65 416 118 124 \$ US, selon le dernier prix de vente des actions à cette date.

Au 9 février 2018, l'émetteur inscrit avait 1 695 190 292 actions ordinaires en circulation.

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI :

Des parties de la Circulaire de sollicitation de procurations de l'émetteur inscrit relative à son assemblée annuelle des actionnaires de 2018 sont intégrées par renvoi à la Partie III.

	Page
	<hr/>
Partie I	
Rubrique 1. Activités	7
Rubrique 1A. Facteurs de risque	45
Rubrique 1B. Questions non réglées soumises par le personnel de la sec	54
Rubrique 2. Immobilisations	54
Rubrique 3. Instances judiciaires	54
Rubrique 4. Informations sur la sécurité des mines	54
Partie II	
Rubrique 5. Marché pour la négociation des actions ordinaires de la société inscrite, questions connexes concernant les actionnaires et rachats d'actions par la société inscrite	55
Rubrique 6. Principales données financières	57
Rubrique 7. Rapport de gestion	58
Rubrique 7A. Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché	109
Rubrique 8. États financiers et données supplémentaires	113
Rubrique 9. Changements de l'information comptable et financière et désaccords avec les comptables	208
Rubrique 9A. Contrôles et procédures	208
Rubrique 9B. Autres renseignements	209
Partie III	
Rubrique 10. Administrateurs, membres de la haute direction et gouvernance	210
Rubrique 11. Rémunération des dirigeants	210
Rubrique 12. Titres appartenant à certains propriétaires véritables et à la direction et questions connexes ayant trait aux actionnaires	210
Rubrique 13. Certaines relations et opérations entre apparentés et indépendance des administrateurs	210
Rubrique 14. Principaux honoraires et services comptables	210
Partie IV	
Rubrique 15. Annexes et tableaux des états financiers	211
Rubrique 16. Sommaire du formulaire 10-K	212
Table des matières des pièces	212
Signatures	217

GLOSSAIRE

ACR	avantages complémentaires de retraite
ASU	Accounting Standards Update (normes comptables révisées)
b/j	barils par jour
BAIIA	bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CESP	Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick
DCP Midstream	DCP Midstream, LLC
DDI	droits de distribution incitatifs
Duke Energy	Duke Energy Corporation
ECT	Enbridge Commercial Trust
EDDV	entité à détenteurs de droits variables
EEP	Enbridge Energy Partners, L.P.
EGD	Enbridge Gas Distribution Inc.
EIPLP	Enbridge Income Partners LP
Enbridge	Enbridge Inc.
ENF	Enbridge Income Fund Holdings Inc.
EPI	Enbridge Pipelines Inc.
ETC	entente de tarification concurrentielle
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie – États-Unis)
Flanagan Sud	pipeline Flanagan Sud
fonds	Enbridge Income Fund
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
Gpi ³ /j	milliard de pieds cubes par jour
groupe du fonds	le fonds, ECT, EIPLP et les filiales et les entités détenues d'EIPLP
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières
la Cour	Cour de district du District de Columbia des États-Unis
LGN	liquides de gaz naturel
LHVC	liquidation hypothétique à la valeur comptable
loi TCJA	Loi intitulée <i>Tax Cuts and Jobs Act</i>
MEP	Midcoast Energy Partners, L.P.
MNPUC	Minnesota Public Utilities Commission (commission des services publics du Minnesota)
MW	mégawatt
Noverco	Noverco Inc.
NYSE	Bourse de New York
Office	Office national de l'énergie
Offshore	Enbridge Offshore Pipelines
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
opération de fusion	regroupement d'Enbridge et de Spectra Energy par voie de fusion avec échange d'actions clôturé le 27 février 2017
PCGR des États-Unis	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PennEast	PennEast Pipeline Company, LLC

pipeline Seaway	réseau de pipelines de pétrole brut Seaway
placement secondaire	placement secondaire par ENF de 17 347 750 actions ordinaires d'ENF auprès du public, réalisé le 18 avril 2017
plan de restructuration des activités canadiennes	Transfert de l'entreprise canadienne d'oléoducs d'Enbridge, détenue par EPI et Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc., et de certains actifs canadiens d'énergie renouvelable au groupe du fonds, entré en vigueur le 1 ^{er} septembre 2015
plan stratégique	plan stratégique de 2018-2020
programme L3R	programme de remplacement de la canalisation 3
programme L3R aux États-Unis	tronçon américain du programme de remplacement de la canalisation 3
programme L3R au Canada	tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3
RCP	rendement des capitaux propres
régime de RI	régime de rémunération incitative d'EGD
réseau de Lakehead	réseau pipelinier de Lakehead
Sabal Trail	Sabal Trail Transmission, LLC
Sandpiper	projet Sandpiper
SEP	Spectra Energy Partners, LP
Spectra Energy	Spectra Energy Corp
taux de change moyen	taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien pour une période ou un exercice
Texas Eastern	Texas Eastern Transmission, L.P.
TIOL	taux interbancaire offert à Londres
TIC	tarif international conjoint
TSX	Bourse de Toronto
UAR	unités d'actions restreintes
Union Gas	Union Gas Limited
usines Tupper	usines à gaz Tupper Main et Tupper West
Vector	pipeline Vector L.P.

CONVENTIONS

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

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

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport annuel sur formulaire 10-K renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur nous, nos filiales et nos sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction des projets et activités à venir d'Enbridge et de ses filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de verbes comme « entrevoir », « s'attendre à », « projeter », « estimer », « prévoir », « planifier », « viser », « cibler », « croire » et autres termes du genre qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des déclarations prospectives ayant trait notamment à ce qui suit : le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus; le rendement prévu des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution de gaz, Énergie verte et transport et Services énergétiques; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dates prévues de mise en service des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; les exigences de financement par capitaux propres prévues à l'égard de notre programme de croissance garanti sur le plan commercial; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue de nos coentrepreneurs à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue des acquisitions et des cessions; les dividendes futurs estimatifs; le recouvrement des coûts pour le tronçon canadien du programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (« programme L3R au Canada »); l'agrandissement prévu du réseau T-South et du programme Spruce Ridge; la capacité prévue du projet d'agrandissement du parc éolien extracôtier Hohe See; les coûts prévus liés aux déversements de pétrole brut provenant de la canalisation 6A et de la canalisation 6B; l'incidence prévue de l'ordonnance sur consentement d'Aux Sable; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation; les coûts prévus pour la correction de fuites et les éventuels recouvrements d'assurance; les prévisions en matière de prix des marchandises; les prévisions en matière d'offre; les attentes quant à l'incidence de l'opération de fusion, y compris l'envergure, la souplesse financière, le programme de croissance, les perspectives commerciales futures et la performance à l'avenir de la société issue du regroupement; l'incidence du programme L3R au Canada sur les programmes d'intégrité en vigueur; la stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur; la politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements de dividendes prévus; l'incidence prévue du programme de couverture; et les attentes à l'égard de la concrétisation de notre plan stratégique de 2018-2020.

Bien que ces énoncés prospectifs soient, à notre avis, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question. Les hypothèses importantes visent notamment : l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et de l'énergie renouvelable; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité de l'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour nos projets; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la concrétisation des avantages et des synergies prévus découlant de l'opération de fusion; les lois gouvernementales; les acquisitions et le calendrier s'y rapportant; la réussite des plans d'intégration; l'incidence de la politique en matière de dividendes sur nos flux de trésorerie futurs; les notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAIIA prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus et les dividendes futurs estimatifs. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande à l'égard de nos services. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels nous exerçons nos activités, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande à l'égard de nos services et le coût des intrants et sont par conséquent indissociables de tous les énoncés prospectifs. En raison des interdépendances et de la corrélation entre ces facteurs macroéconomiques, il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir l'une ou l'autre de ces hypothèses sur un énoncé prospectif donné, en particulier en ce qui concerne l'incidence de l'opération de fusion sur nous, le BAIIA prévu, le bénéfice (la perte), le bénéfice (la perte) par action ou les dividendes futurs estimatifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs se rapportant aux projets annoncés et aux projets en construction, y compris les dates estimatives d'achèvement et les dépenses en immobilisations estimatives : la disponibilité et le prix de la main-d'œuvre et des matériaux de construction, l'incidence de l'inflation et des taux de change sur les coûts de la main-d'œuvre et des matériaux, l'incidence des taux d'intérêt sur les coûts d'emprunt, l'incidence des conditions météorologiques et l'approbation par les clients,

le gouvernement et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et des régimes de recouvrement des coûts.

Nos énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'incidence de l'opération de fusion, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, de la politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprises, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des modifications apportées aux accords commerciaux, des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, des décisions politiques et de l'offre et la demande de marchandises, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K 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 annuel sur formulaire 10-K ou autrement, que ce soit à la lumière de nouveaux éléments d'information, de nouveaux faits ou pour quelque autre motif que ce soit. Tout énoncé prospectif ultérieur, écrit ou verbal, qui nous serait attribuable ou le serait à quiconque agissant en notre nom, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.

PARTIE I

RUBRIQUE 1. ACTIVITÉS

Enbridge est une société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord dont les pôles d'affaires stratégiques comprennent un vaste réseau de pipelines de pétrole brut, de liquides et de gaz naturel, des services de distribution de gaz naturel réglementés et des actifs de production d'énergie renouvelable. Nous livrons en moyenne 2,8 millions de barils de pétrole brut chaque jour par notre réseau principal et le pipeline Express, et ce volume représente environ 65 % des exportations canadiennes de pétrole brut vers les États-Unis. Nous acheminons également environ 20 % de la totalité du gaz naturel consommé aux États-Unis en desservant les principaux bassins d'approvisionnement et marchés de la demande. Nos services réglementés sont offerts à quelque 3,7 millions de particuliers en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. Nous détenons aussi des participations dans une capacité nette de production d'énergie renouvelable de plus de 2 500 mégawatts (« MW ») en Amérique du Nord et en Europe. Nous sommes inscrits à l'édition des huit dernières années du palmarès des 100 entreprises les plus engagées en faveur du développement durable dans le monde. Nos actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à la Bourse de New York (« NYSE ») sous le symbole ENB. Nous nous sommes constitués en société par actions le 13 avril 1970 aux termes de l'Ordonnance sur les compagnies des Territoires du Nord-Ouest, et la société a été prorogée le 15 décembre 1987 conformément à la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

Le 27 février 2017, nous avons annoncé la clôture du regroupement entre Enbridge et Spectra Energy Corp. (« Spectra Energy ») par voie de fusion avec échange d'actions (« opération de fusion »).

Spectra Energy, maintenant une filiale en propriété exclusive d'Enbridge, est l'une des plus importantes sociétés de livraison de gaz naturel en Amérique du Nord; elle détient et exploite un portefeuille vaste, diversifié et complémentaire d'actifs de transport, de collecte dans le secteur intermédiaire, de traitement et de distribution de gaz. Spectra Energy détient et exploite également un réseau de pipelines de pétrole brut qui relie les producteurs canadiens et américains aux raffineries des régions des montagnes Rocheuses et du Midwest aux États-Unis. Le regroupement avec Spectra Energy a créé la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, dotée d'un vaste portefeuille d'actifs énergétiques qui sont bien positionnés pour desservir les principaux bassins d'approvisionnement et marchés d'utilisation finale et disposant de plusieurs plateformes commerciales propres à soutenir la croissance.

Pour une description plus détaillée de chacune des unités d'exploitation et des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion, se reporter à la rubrique *Secteurs d'activité*.

VISION ET STRATÉGIE DE L'ENTREPRISE

VISION

Nous visons à être la principale société de transport d'énergie d'Amérique du Nord. En poursuivant ce but, nous nous faisons l'un des rouages essentiels de la santé économique et de la qualité de vie des Nord-Américains, qui dépendent d'un approvisionnement abondant en énergie. Nous transportons, distribuons et produisons de l'énergie et notre but premier consiste à fournir aux Nord-Américains l'énergie dont ils ont besoin de la façon la plus sûre, la plus fiable et la plus efficace possible.

Nous nous employons à être le chef de file de notre secteur d'activité, non seulement pour ce qui est de la création de valeur pour nos actionnaires, mais aussi sur les plans de la sécurité des travailleurs et du grand public, de la protection de l'environnement en ce qui a trait aux infrastructures de transport d'énergie, du service à la clientèle, des investissements dans la communauté et de la satisfaction des employés.

STRATÉGIE

Notre entreprise a maintenant atteint l'équilibre entre le pétrole et le gaz naturel. L'opération de fusion a permis de regrouper les actifs de transport de gaz naturel de Spectra Energy et notre entreprise d'oléoducs. En outre, l'opération de fusion a fait doubler la taille de notre entreprise de services publics, qui achemine maintenant de l'énergie à plus de 3,7 millions de clients. Cette présence nous donne l'envergure et la diversité nécessaires pour faire concurrence sur le marché, croître et fournir de l'énergie aux personnes qui en ont besoin.

Notre plan stratégique de 2018-2020 (« plan stratégique ») définit notre trajectoire pour les trois prochaines années. Comme le précise notre plan stratégique, nous mettons l'accent sur ce que nous faisons le mieux : faire croître nos actifs pipeliniers et de services publics, et vendre et monétiser les actifs qui ne cadrent pas avec ce modèle. Nos actifs principaux sont assortis de flux de trésorerie hautement prévisibles, s'harmonisent à notre proposition de valeur axée sur un faible risque et devraient créer un vaste ensemble d'occasions de croissance interne qui nous permettra d'agrandir et d'étendre nos actifs existants. En raison de l'importance des investissements de croissance déjà consentis d'ici 2020, la réalisation des projets, la gestion des coûts et le maintien de notre vigueur et de notre souplesse financières demeurent au cœur de notre succès à long terme.

Pour atteindre nos objectifs, nous nous concentrons sur la concrétisation des priorités stratégiques présentées ci-dessous.

Engagement envers la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation

La sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation demeurent le fondement de notre plan stratégique. Notre engagement envers la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation signifie l'atteinte et le maintien de notre position de chef de file de l'industrie en matière de sécurité (des procédés, du public et des personnes) et la garantie de la fiabilité et de l'intégrité des réseaux que nous exploitons pour produire, transporter et acheminer l'énergie tout en protégeant l'environnement.

Maximisation de la valeur de nos principales entreprises

Nous recentrons notre portefeuille d'actifs vers un modèle comprenant uniquement des activités réglementées liées aux pipelines et aux services publics et axé sur nos principales entreprises : oléoducs et terminaux; transport et stockage de gaz; distribution de gaz naturel. Nos principaux actifs possèdent des caractéristiques similaires :

- Positionnement stratégique – Raccordement des principaux bassins d'approvisionnement aux grands marchés où la demande est en croissance;
- Solides ententes commerciales – Contrats à long terme, clientèle bien établie et excellents rendements ajustés au risque;
- Occasions de croissance interne – Capacité de créer de la valeur en étendant, en agrandissant, en réaffectant, en reconfigurant et en remplaçant des actifs déjà enfouis.

En nous concentrant sur nos principales entreprises et un modèle d'activités réglementées liées aux pipelines et aux services publics, nous estimons que nous continuerons à offrir la proposition de valeur fiable à faible risque qui a profité à nos actionnaires au fil des ans.

Achèvement de l'intégration et de la transformation

En 2017, nous avons réalisé d'importants progrès dans l'intégration de Spectra Energy. Les activités et les fonctions de soutien, les politiques et les systèmes de gestion ont été intégrés peu de temps après la clôture de l'opération, et nous avons déjà mis en place une nouvelle structure organisationnelle simplifiée et à faible coût. La concrétisation simultanée des économies réalisées au titre des coûts par suite des synergies découlant du regroupement se déroule comme prévu, avec même un peu d'avance sur le plan. La réalisation des synergies prévues et les activités d'intégration portant sur les systèmes d'information et d'autres fonctionnalités se poursuivront en 2018. Avant cette intégration et en parallèle avec celle-ci, ainsi que dans le contexte de l'intensification de la concurrence qui s'exerce dans notre secteur d'activité, nous avons établi une cible pour l'efficacité des coûts se situant dans le quartile supérieur. Pour atteindre cette cible et réaliser l'intégration, nous avons entrepris plusieurs projets visant à transformer divers processus, fonctionnalités organisationnelles et structures de systèmes d'information dans le but d'améliorer nos

façons de faire et de produire constamment des efficiences au chapitre des coûts. L'intégration, les projets de transformation et l'accent que nous mettons sur la maîtrise des coûts constituent les grandes priorités de notre horizon de planification.

Réalisation du programme d'investissement

Notre objectif consiste à exécuter nos projets conformément au calendrier et au budget et au plus bas coût possible tout en respectant les normes les plus élevées en matière de sécurité, de qualité, de satisfaction de la clientèle et de conformité à la réglementation environnementale et autre. L'exécution de projets fait partie intégrante de notre performance financière à court terme et de la vigueur de notre bilan, mais aussi du positionnement de l'entreprise à long terme. Au cours des trois prochaines années, nous prévoyons consacrer 22 G\$ à des occasions de croissance interne déjà ciblées visant nos principales entreprises. Notre programme d'investissement garanti comprend des projets comme le programme de remplacement de la canalisation 3 (« programme L3R »), NEXUS, Valley Crossing et le projet éolien extracôtier Hohe See.

Par l'intermédiaire de notre groupe Grands projets, nous continuons de nous appuyer sur des processus de gestion de projets dont nous améliorons constamment les éléments clés, notamment : la sécurité des employés et des sous-traitants; les ententes à long terme concernant la chaîne d'approvisionnement; une construction, une conception et des matériaux de qualité; une consultation publique et auprès des organismes de réglementation exhaustive; des contrôles solides en matière de coûts, d'échéanciers et de risques; et une transition efficace des projets aux unités d'exploitation. Nous avons pour priorité que les coûts d'exécution liés à nos projets demeurent concurrentiels dans toutes les conjonctures de marché.

Renforcement de la situation financière

Le maintien de notre vigueur financière est fondamental pour notre stratégie de croissance. Nos stratégies de financement sont conçues pour que nous disposions d'une souplesse financière suffisante pour répondre à nos besoins en capitaux. Pour faciliter l'atteinte de cet objectif, nous établissons des plans et des stratégies de financement afin de diversifier nos sources de financement, de conserver une importante capacité de crédit bancaire confirmé et de préserver notre accès aux marchés des capitaux, tant au Canada qu'aux États-Unis. Pour davantage de renseignements sur nos stratégies de financement, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Situation de trésorerie et sources de financement*.

Notre plan de financement est conçu pour soutenir des notations de crédit de qualité supérieure, qui sont essentielles au financement rentable de notre croissance future. Nous avons déjà commencé à prendre des mesures pour accélérer le désendettement et l'assainissement du bilan prévus, notamment par l'émission de quelque 2 G\$ en nouvelles actions ordinaires et 500 M\$ en actions privilégiées à la fin de 2017. Pour le reste de l'horizon de planification actuel (2018-2020), nous prévoyons de continuer à renforcer notre bilan tout en réalisant la suite de notre programme de croissance garanti. Nous y arriverons en émettant des titres hybrides additionnels, en émettant des actions ordinaires dans le cadre de notre programme de réinvestissement de dividendes, et en vendant ou en monétisant des actifs non essentiels.

Conformément à notre politique de gestion des risques, nous avons mis en place un programme exhaustif de couverture économique à long terme afin d'atténuer l'exposition de notre bénéfice et de nos flux de trésorerie aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des marchandises. Le programme de couverture économique ainsi que la gestion continue des risques de crédit liés aux clients, aux fournisseurs et aux contreparties soutiennent l'un des principes fondamentaux de la proposition de valeur que nous offrons aux investisseurs, soit un modèle de gestion fiable. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la partie II, rubrique 7A, *Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché*.

Nous évaluons en permanence des moyens de créer de la valeur pour les actionnaires, y compris les occasions susceptibles de mener à des acquisitions, à des cessions ou à d'autres opérations stratégiques, dont certaines pourraient être importantes. Ces occasions sont passées au crible, analysées et évaluées en fonction de critères financiers, stratégiques et opérationnels stricts pour assurer le déploiement efficace du capital et faire en sorte que notre vigueur et notre stabilité financières soient durables.

Protection de l'avenir à long terme

L'une de nos principales priorités stratégiques consiste à aménager et à améliorer des plateformes de croissance stratégique qui assureront notre avenir à long terme. Nous nous attendons à bénéficier de tout un éventail de plateformes de croissance stratégique, notamment des pipelines de liquides et de gaz, un portefeuille intéressant de services de distribution de gaz naturel réglementés et des activités extracôtières de production d'énergie renouvelable en croissance. Les actifs regroupés et l'emprise géographique permettront de dégager des flux de trésorerie très transparents et prévisibles, soutenus par des constructions commerciales de grande qualité qui cadrent bien avec la proposition de valeur à nos investisseurs et possédant un important potentiel de croissance interne.

PRÉSERVATION DE LA BASE

Promouvoir les valeurs d'Enbridge

Nous souscrivons à un solide ensemble de valeurs fondamentales qui régissent notre façon d'exercer nos activités et d'établir des priorités stratégiques, comme le stipule notre énoncé de valeur : « Les employés d'Enbridge font preuve d'intégrité et agissent de manière sécuritaire et dans le respect de nos collectivités, de l'environnement et de leurs collègues. » On attend des employés qu'ils véhiculent ces valeurs dans leurs échanges entre eux et avec les clients, les fournisseurs, les propriétaires fonciers, les membres de la communauté et toutes les autres parties avec lesquelles nous entretenons des liens, et qu'ils s'assurent que nos décisions d'affaires sont en phase avec ces valeurs. Les employés et les sous-traitants sont tenus d'attester chaque année qu'ils se conforment à notre énoncé de conduite commerciale.

Conserver notre permis d'exploitation

Il est essentiel pour nous de gagner la confiance de nos parties prenantes et de la garder si nous voulons être en mesure d'exécuter nos plans de croissance et de faire en sorte que notre stratégie d'affaires, nos politiques d'entreprise et nos systèmes de gestion s'adaptent constamment au contexte social et environnemental qui entoure nos projets et nos installations. Nous avons entre autres pour priorité de nouer et d'entretenir des relations constructives avec les parties prenantes locales pendant toute la durée de vie de nos actifs. La nature linéaire de nos infrastructures énergétiques nous met en contact avec un grand nombre de collectivités, de propriétaires fonciers et d'organismes de réglementation fort diversifiés dans toute l'Amérique du Nord. Comme les collectivités autochtones ont des droits propres, nos ressources humaines comprennent des personnes affectées directement à la consultation et à l'inclusion des Autochtones. En cernant précocement les préoccupations des collectivités locales, nous pouvons réagir sans tarder et adopter une démarche proactive pour régler les éventuels problèmes. Le fait de consulter les collectivités dès le début d'un projet nous permet aussi de multiplier les possibilités de participation socio-économique de leurs membres en leur offrant des emplois ou de la formation, en nous approvisionnant auprès d'eux et en mettant sur pied des initiatives conjointes en matière de sécurité, d'environnement et de protection de la culture. Nous avons aussi pour objectif plus large de sensibiliser la population et de dialoguer équitablement avec elle sur le rôle et la valeur, pour notre société et notre économie, de l'énergie que nous transportons. Nous communiquons ainsi avec différents décideurs, clients, parties prenantes et autres groupes concernés (investisseurs, employés et grand public) sur l'accès à une énergie sûre, fiable et abordable que nous assurons.

Nous diffusons des mises à jour annuelles sur les progrès réalisés relativement à ces initiatives dans notre rapport sur la responsabilité sociale, qui est disponible à l'adresse <http://csr.enbridge.com>. **À moins d'autres indications, les informations contenues dans le site Web d'Enbridge ou s'y rapportant ne sont pas intégrées par renvoi dans le présent rapport annuel sur formulaire 10-K et n'en font pas autrement partie.**

Attirer, retenir et perfectionner des personnes hautement compétentes

Investir en vue d'attirer, de retenir et de perfectionner le personnel et les leaders de demain est essentiel à l'exécution de notre stratégie de croissance et à l'établissement de conditions assurant une réussite future durable. Nous nous concentrons sur l'accroissement des compétences de notre personnel afin de maximiser le potentiel de l'entité et prenons diverses mesures, comme offrir des programmes de perfectionnement du leadership accélérés, améliorer les perspectives de carrière et enseigner les aptitudes à la gestion du changement à l'échelle de l'entreprise pour faire en sorte que les projets et les initiatives produisent les avantages escomptés. Nous nous employons en outre à maintenir des programmes concurrentiels de rémunération et de maintien en poste comportant des incitatifs au rendement à court terme et à long terme à l'intention des salariés.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Comme il est décrit plus loin, nos activités se divisent en cinq secteurs d'exploitation : Oléoducs; Transport de gaz et services intermédiaires; Distribution de gaz; Énergie verte et transport; Services énergétiques.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend l'exploitation de pipelines de transport commun et contractuel de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et de produits raffinés ainsi que de terminaux, principalement au Canada et aux États-Unis; il regroupe le réseau principal au Canada, le réseau pipelinier de Lakehead (le « réseau de Lakehead »), le réseau régional des sables bitumineux, le réseau de la côte du golfe du Mexique et du milieu du continent, le pipeline Southern Lights, le réseau Express-Platte, le réseau Bakken et d'autres pipelines d'amenée.



RÉSEAU PRINCIPAL

Le réseau principal regroupe le réseau principal au Canada et le réseau de Lakehead. Le réseau principal au Canada est un réseau de pipelines de transport commun acheminant divers types de pétrole et d'autres hydrocarbures liquides dans l'Ouest canadien et à partir de l'Ouest canadien jusqu'à la frontière entre le Canada et les États-Unis, près de Gretna, au Manitoba, et de Neche, au Dakota du Nord, de même qu'à partir de la frontière des États-Unis et du Canada près de Port Huron, au Michigan, et de Sarnia, en Ontario, jusqu'à l'est du Canada et au nord-est des États-Unis. Le réseau principal au Canada comprend six pipelines adjacents d'une capacité d'exploitation totale d'environ 2,85 millions de barils par jour (b/j) qui sont reliés au réseau de Lakehead, à la frontière du Canada et des États-Unis, de même que cinq pipelines de pétrole brut et de produits raffinés desservant l'est du Canada et le nord-est des États-Unis. Il comprend aussi certains pipelines et infrastructures connexes, dont des pipelines mis hors service et désactivés. Nous exploitons le réseau principal au Canada depuis 1949 et l'avons prolongé en maintes occasions. En date du 1^{er} septembre 2015, date de clôture du plan de restructuration des activités canadiennes (défini plus loin), nous avons transféré le réseau principal au Canada au groupe du fonds (composé d'Enbridge Income Fund (le « fonds »), d'Enbridge Commercial Trust, d'Enbridge Income Partners LP (« EIPLP ») et des filiales d'EIPLP) – se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Plan de restructuration des activités canadiennes*. Le réseau de Lakehead est le tronçon du pipeline principal aux États-Unis que nous continuons de gérer par l'intermédiaire de nos filiales Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») et Enbridge Energy, Limited Partnership. Il s'agit d'un réseau de pipelines de transport commun inter-États réglementé par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») et du principal transporteur de pétrole brut et de produits pétroliers liquides entre l'Ouest canadien et les États-Unis.

Entente de tarification concurrentielle

L'entente de tarification concurrentielle (« ETC ») est le cadre qui régit actuellement les droits payés pour les produits expédiés sur le réseau principal au Canada, à l'exception des canalisations 8 et 9 qui font l'objet de droits séparés. L'entente de règlement de 10 ans a été négociée par les représentants d'Enbridge, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et des expéditeurs utilisant le réseau principal au Canada. Elle a été approuvée par l'Office national de l'énergie (« Office ») le 24 juin 2011 pour prendre effet le 1^{er} juillet 2011. L'ETC prévoit des droits locaux au Canada (« DLC ») applicables aux livraisons dans l'Ouest canadien et s'appuyant sur l'entente de tarification en fonction du rendement de 2011, ainsi que le tarif international conjoint (« TIC ») pour les expéditions de pétrole brut qui, à partir de l'Ouest canadien, passent par le réseau principal au Canada pour être livrées aux États-Unis et dans l'est du Canada sur le réseau de Lakehead. Ces droits sont libellés en dollars américains. Le TIC vise à garantir aux expéditeurs sur le réseau principal une tarification à long terme stable et concurrentielle, et à préserver et à accroître les volumes actuellement acheminés tant sur le réseau principal au Canada que sur le réseau de Lakehead. Les DLC et le TIC ont été établis au moment de la mise en œuvre de l'ETC et sont ajustés, le 1^{er} juillet de chaque année, à un taux égal à 75 % de l'indice du produit intérieur brut canadien au prix du marché publié par Statistique Canada. Deux ans avant l'expiration de l'ETC, Enbridge et les expéditeurs établiront un groupe en vue de négocier une nouvelle entente.

Même si l'ETC est d'une durée de 10 ans, elle n'exige pas que les expéditeurs s'engagent à faire transporter certains volumes. Les expéditeurs s'engagent mensuellement à certains volumes, et nous répartissons la capacité afin de maximiser l'efficacité du réseau principal au Canada.

Les droits locaux de transport sur le réseau de Lakehead ne sont pas visés par l'ETC et continuent d'être établis selon les ententes de tarification existantes du réseau de Lakehead, comme il est décrit ci-après. Conformément à l'entente de TIC intervenue entre Enbridge et EEP, la quote-part revenant au réseau principal au Canada des droits aux termes du TIC liés au transport d'un lot d'un point de réception dans l'Ouest canadien jusqu'à la frontière des États-Unis est égale aux droits aux termes du TIC applicables à ce lot au point de livraison aux États-Unis, moins les droits locaux sur le réseau de Lakehead jusqu'à ce point de livraison. Ce montant libellé en dollars américains est désigné par l'appellation « droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada ».

Droits locaux sur le réseau de Lakehead

Les droits de transport sont régis par la FERC pour les livraisons à partir de la frontière entre le Canada et les États-Unis, près de Neche, au Dakota du Nord, et de Clearbrook, au Minnesota, jusqu'à certains des principaux points de livraison. Le réseau de Lakehead ajuste périodiquement ces droits de transport, tel que le permettent la méthodologie indicielle de la FERC et les accords tarifaires, dont les tarifs de base et le mécanisme de surcharge sur les installations sont les principales composantes. Les tarifs de base, qui correspondent aux droits de transport de base du réseau de Lakehead, sont assujettis à un ajustement annuel qui ne peut dépasser les taux plafonds établis et approuvés par la FERC. Le mécanisme de surcharge sur les installations, qui est rajusté le 1^{er} avril de chaque année, permet au réseau de Lakehead de recouvrer les coûts associés à certains projets demandés par les expéditeurs par le truchement d'une surcharge s'ajoutant aux taux de base actuels.

RÉSEAU RÉGIONAL DES SABLES BITUMINEUX

Le réseau régional des sables bitumineux comprend quatre pipelines de transport sur longue distance situés en Alberta, soit le pipeline Athabasca, le pipeline Waupisoo, le pipeline Woodland et le réseau pipelinier récemment achevé composé du prolongement de Wood Buffalo et de la canalisation jumelle du pipeline Athabasca. Il comprend en outre deux importants terminaux : le terminal d'Athabasca au nord de Fort McMurray, en Alberta, et le terminal de Cheecham, situé au sud de Fort McMurray. Le réseau régional comprend en outre de nombreuses canalisations latérales et installations connexes qui procurent à la production des sables bitumineux un accès au réseau, ainsi qu'un pipeline de transport sur longue distance situé en Alberta qui achemine les diluants à partir d'Edmonton jusqu'aux régions productives des sables bitumineux situées au nord et au sud de Fort McMurray. Le réseau régional des sables bitumineux dessert actuellement 12 projets de sables bitumineux productifs.

Le pipeline Athabasca, d'une longueur de 540 kilomètres (335 milles), transporte du pétrole lourd et du pétrole synthétique. Construit en 1999, il relie les gisements de sables bitumineux de l'Athabasca, dans la région de Fort McMurray, à l'important carrefour d'oléoducs de brut situé à Hardisty, en Alberta. La capacité du pipeline Athabasca est de 570 000 b/j et peut varier selon les types de brut. Nous avons conclu des contrats d'achat à long terme, fermes ou non, avec divers expéditeurs du pipeline Athabasca. Nous en constatons les produits conformément aux modalités des contrats négociés avec les principaux expéditeurs plutôt qu'en fonction des droits encaissés.

En 2017, nous avons terminé le doublement du pipeline Athabasca et le prolongement de Wood Buffalo, qui constituaient des composantes clés de notre projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux. La canalisation jumelle Athabasca, terminée en janvier 2017, a permis le doublement du tronçon sud du pipeline Athabasca avec un second pipeline d'un diamètre de 36 pouces depuis Kirby Lake, en Alberta, jusqu'au principal carrefour pipelinier de Hardisty, également en Alberta. La capacité initiale de la canalisation jumelle du pipeline Athabasca est de 450 000 b/j et pourra ultérieurement être poussée à 800 000 b/j grâce à l'augmentation de la puissance de pompage. En décembre 2017, le prolongement de Wood Buffalo, un pipeline de 36 pouces de diamètre reliant Cheecham, en Alberta et Kirby Lake, également en Alberta, a été mis en service. Maintenant qu'ils sont intégrés, le prolongement de Wood Buffalo et la canalisation jumelle du pipeline Athabasca transportent du bitume dilué provenant de nombreux producteurs de sables bitumineux.

D'une longueur de 380 kilomètres (236 milles), le pipeline Waupisoo, qui sert au transport du pétrole lourd et du pétrole synthétique, est entré en service en 2008 et donne aux exploitants de sables bitumineux un accès au marché d'Edmonton. Le pipeline Waupisoo s'étend du terminal de Cheecham jusqu'à l'important carrefour d'oléoducs situé à Edmonton, en Alberta. La capacité du pipeline s'élève à 550 000 b/j et peut varier selon les types de brut. Nous avons conclu des contrats d'achat ferme à long terme sur le pipeline Waupisoo avec plusieurs expéditeurs dont les contrats visent collectivement 80 % à 90 % de la capacité, sous réserve du moment où commencent ou expirent les engagements des expéditeurs.

Le pipeline Woodland est une coentreprise dont nous détenons 50 %, l'autre partie étant détenue par Imperial Oil Resources Ventures Limited et ExxonMobil Canada Properties. Il a été construit en deux phases. La première phase, achevée en 2013, comprenait la construction d'un pipeline de 36 pouces de diamètre et de 140 kilomètres (87 milles) allant de la mine de sables bitumineux Kearl au terminal Cheecham et la mise en service de notre pipeline Waupisoo allant de Cheecham à la région d'Edmonton. La seconde phase a consisté en un prolongement vers le sud du pipeline Woodland, de notre terminal de Cheecham jusqu'à notre terminal d'Edmonton. Achevé en 2014, ce prolongement a exigé la construction d'un pipeline d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 385 kilomètres (239 milles) qui a augmenté de 379 000 b/j la capacité du réseau régional des sables bitumineux. Le pipeline Woodland est appuyé par des engagements à long terme.

Le réseau pipelinier Norlite (« Norlite »), qui a été mis en service en mai 2017, constitue une nouvelle option d'approvisionnement en diluants pour répondre aux besoins de multiples producteurs de la région des sables bitumineux de l'Athabasca. Le pipeline Norlite, de 24 pouces de diamètre, relie le terminal Stonefell d'Enbridge dans le comté de Strathcona, près d'Edmonton en Alberta, à nos installations de Fort McMurray Sud, près de Fort McMurray, en Alberta. Il est muni d'une canalisation de transfert vers le parc de stockage de l'est de Suncor. Le pipeline a une capacité d'environ 218 000 b/j de diluants, qui pourrait être portée à environ 465 000 b/j avec l'ajout de stations de pompage. Selon l'entente conclue avec Keyera Corp. (Keyera), Norlite a un droit d'accès à une partie de la capacité existante des pipelines de Keyera entre Edmonton et Stonefell, en Alberta, et, en échange, Keyera a choisi d'acquiescer une participation de 30 % dans les nouvelles installations pipelinières en qualité d'associé non exploitant. Norlite est visé par des engagements de débit à long terme de la part de plusieurs producteurs de sables bitumineux.

RÉSEAU DE LA CÔTE DU GOLFE DU MEXIQUE ET DU MILIEU DU CONTINENT

Le réseau de la côte du golfe du Mexique comprend les pipelines Seaway et Flanagan Sud, le pipeline Spearhead ainsi que le réseau du milieu du continent, qui est composé lui-même du terminal de Cushing et du pipeline Ozark, récemment vendu, et que nous gérons par l'intermédiaire de notre filiale, EEP.

Pipeline Seaway

En 2011, nous avons acquis une participation de 50 % dans le réseau de pipelines de pétrole brut Seaway (« pipeline Seaway »), d'une longueur de 1 078 kilomètres (670 milles), qui comprend le réseau de canalisations pour transport sur longue distance d'un diamètre de 30 pouces et d'une longueur de 805 kilomètres (500 milles) qui relie Cushing, en Oklahoma, à Freeport, au Texas, ainsi que le réseau de distribution et le terminal de Texas City servant à l'approvisionnement des raffineries des régions de Houston et de Texas City. Le pipeline Seaway comprend aussi des réservoirs d'une capacité de stockage de 8,8 millions de barils de pétrole brut sur la côte texane du golfe du Mexique.

Le sens d'écoulement du pipeline Seaway a été inversé en 2012, ce qui permet l'acheminement du pétrole brut du carrefour saturé de Cushing, en Oklahoma, vers le golfe du Mexique. De nouvelles stations de pompage et modifications ont été achevées au début de 2013, ce qui a porté jusqu'à 400 000 b/j la capacité accessible aux expéditeurs, selon les types de brut, alors que la capacité initiale était de 150 000 b/j. Vers la fin de 2014, une deuxième canalisation, la canalisation jumelle du pipeline Seaway, a été mise en service, ce qui a plus que doublé la capacité, qui se chiffre maintenant à 850 000 b/j. Le pipeline Seaway comprend également une canalisation de 161 kilomètres (100 milles) reliant le terminal de pétrole brut Enterprise Crude Houston situé à Houston, au Texas, au centre de raffinage de Port Arthur/Beaumont, au Texas également.

Pipeline Flanagan Sud

Long de 950 kilomètres (590 milles), Flanagan Sud est un pipeline de pétrole brut inter-États de 36 pouces de diamètre qui relie notre terminal situé à Flanagan, en Illinois, à celui de Cushing, en Oklahoma. Flanagan Sud et ses stations de pompage ont été parachevés au quatrième trimestre de 2014. La capacité nominale initiale de Flanagan Sud se situe à environ 600 000 b/j.

Pipeline Spearhead

Le pipeline Spearhead est un oléoduc de transport sur de longues distances qui achemine du pétrole brut d'un point de livraison du réseau de Lakehead situé à Flanagan, en Illinois, à Cushing, en Oklahoma. Ce pipeline est entré en service en 2006 et sa capacité initiale est de 193 300 b/j.

Réseau du milieu du continent

Le réseau du milieu du continent est formé des terminaux de stockage de Cushing, en Oklahoma, et du pipeline Ozark, récemment vendu. Les terminaux de stockage se composent de plus de 80 réservoirs de stockage individuels d'une capacité allant de 78 000 à 570 000 barils. La capacité de stockage nominale du terminal de Cushing totalise environ 20 millions de barils. Une partie des installations de stockage sert à des fins opérationnelles, et le reste est cédé à contrat à divers participants du marché du pétrole brut à des fins de stockage temporaire. Les frais contractuels comprennent des frais de stockage mensuels fixes, des frais de débit pour la réception et la livraison de pétrole brut entre des pipelines de raccordement et des terminaux, et des frais de fluidification.

En décembre 2016, nous avons conclu une entente visant la vente du pipeline Ozark à une filiale de MPLX LP pour une contrepartie en trésorerie d'environ 294 M\$ (220 M\$ US), qui comprend des coûts remboursables de 13 M\$ (10 M\$ US) reflétant les dépenses en immobilisations supplémentaires que nous avons engagées jusqu'à la clôture de l'opération. La vente du pipeline Ozark a été clôturée le 1^{er} mars 2017.

PIPELINE SOUTHERN LIGHTS

Le pipeline Southern Lights est un pipeline à flux unique entièrement visé par contrat et servant au transport de diluants, entre, d'une part, le terminal Manhattan, situé près de Chicago, en Illinois, et, d'autre part, trois installations de livraison de l'Ouest canadien, situées aux terminaux d'Edmonton et de Hardisty, en Alberta, et au terminal Kerrobert, en Saskatchewan. Ce pipeline de 16, 18 ou 20 pouces de diamètre et d'une capacité de 180 000 b/j a été mis en service en 2010. Le tronçon canadien du pipeline Southern Lights (« Southern Lights Canada ») et son tronçon américain (« Southern Lights US ») touchent tous deux des revenus tarifaires en vertu de contrats à long terme conclus avec des expéditeurs ayant pris un engagement en ce sens. Les tarifs permettent le recouvrement intégral des charges d'exploitation et des frais de financement de la dette, en plus d'un rendement des capitaux propres (« RCP ») de 10 %. Le pipeline Southern Lights a attribué 10 % de sa capacité (18 000 b/j) à des expéditeurs qui transportent des volumes non visés par des engagements.

Dans le cadre du plan de restructuration des activités canadiennes, nous avons transféré au groupe du fonds toutes les parts de catégorie B de Southern Lights Canada avec prise d'effet le 1^{er} septembre 2015. Depuis la clôture de l'opération, le groupe du fonds détient l'ensemble des droits de propriété, de la participation économique et des droits de vote, directs et indirects, de Southern Lights Canada. Nous conservons indirectement toutes les parts de catégorie B de Southern Lights US.

RÉSEAU EXPRESS-PLATTE

Le réseau Express-Platte est constitué du pipeline Express et du pipeline Platte, ainsi que d'installations de stockage de pétrole brut d'une capacité de quelque 5,6 millions de barils. Il transporte du pétrole brut sur environ 2 736 kilomètres (1 700 milles), depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River, en Illinois. Le pipeline Express amène le pétrole brut jusqu'aux marchés américains de raffinage dans la région des Rocheuses, notamment au Montana, au Wyoming, au Colorado et en Utah. Le pipeline Platte rejoint le pipeline Express à Casper, au Wyoming, et sert principalement au transport du pétrole brut provenant de la formation schisteuse de Bakken et de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries du Midwest américain. La capacité du pipeline Express fait généralement l'objet d'engagements pris dans le cadre de contrats d'achat ferme à long terme avec des expéditeurs. Une petite partie de la capacité du pipeline Express et la totalité de celle du pipeline Platte sont utilisées par des expéditeurs sans engagement, qui paient uniquement la capacité pipelinière qu'ils utilisent au cours d'un mois donné.

RÉSEAU BAKKEN

Nos actifs de Bakken comprennent le réseau du Dakota du Nord et le réseau Bakken. Le réseau du Dakota du Nord est une coentreprise formée d'une entité canadienne et d'une entité américaine. Le tronçon américain de ce réseau comprend des installations de collecte du pétrole brut et un réseau de transport par oléoduc inter-États desservant le bassin de Williston, dans le Dakota du Nord et le Montana, y compris les formations Bakken et Three Forks. Les pipelines de collecte permettent l'acheminement du pétrole brut provenant de près de 80 installations de collecte réparties dans tout l'ouest du Dakota du Nord et l'est du Montana et la livraison à Clearbrook, à partir d'où le service est assuré par le système Lakehead, ou encore à divers pipelines d'interconnexion et installations ferroviaires d'exportation. Le tronçon inter-États américains du réseau va de Berthold, dans le Dakota du Nord, à la frontière internationale située près de North Portal, dans le Dakota du Nord, et rejoint l'entité canadienne à la frontière aux fins du transport du pétrole brut jusqu'à Cromer, au Manitoba.

Les tarifs sur le tronçon américain du réseau du Dakota du Nord sont régis par la FERC et comprennent des droits locaux. Le tronçon canadien est classé comme un pipeline du groupe 2, si bien que ses tarifs sont réglementés par l'Office en fonction des plaintes. Les tarifs sont calculés aux termes de contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des expéditeurs de premier plan.

En février 2017, nous avons conclu une opération visant l'acquisition, auprès d'une société affiliée d'Energy Transfer Partners, L.P. et de Sunoco Logistics Partners, L.P., d'une participation de 49 % dans la société de portefeuille qui possède 75 % du réseau Bakken. Le réseau Bakken relie la riche formation de Bakken, dans le Dakota du Nord, aux marchés de l'est du PADD II et de la côte américaine du golfe du Mexique et permet aux clients d'accéder aux grands marchés à des prix concurrentiels. Le réseau Bakken comprend le projet de pipeline d'accès Dakota et celui d'Energy Transfer. Le pipeline d'accès Dakota consiste en une canalisation d'un diamètre de 30 pouces et d'une longueur de 1 886 kilomètres (1 172 milles) allant du secteur de production de Bakken et de Three Forks, dans le Dakota du Nord, à Patoka, en Illinois. Sa capacité initiale est de plus de 470 000 b/j de pétrole brut et elle pourrait être portée à 570 000 b/j. Le projet de pipeline de brut d'Energy Transfer comprend 100 kilomètres (62 milles) de nouvelles canalisations d'un diamètre de 30 pouces, 1 104 kilomètres (686 milles) de canalisations converties d'un diamètre de 30 pouces et 64 kilomètres (40 milles) de canalisations converties de 24 pouces de diamètre allant de Patoka, en Illinois, à Nederland, au Texas. Le réseau Bakken est visé par des engagements de débit à long terme de la part de plusieurs producteurs.

PIPELINES D'AMENÉE ET AUTRES

L'unité d'exploitation Pipelines d'amenée et autres comprend plusieurs actifs de stockage et réseaux pipeliniers de liquides au Canada et aux États-Unis.

Les principaux actifs de cette unité sont le terminal à forfait et les cavernes de stockage Hardisty situés près de Hardisty, en Alberta, un important carrefour pipelinier de brut dans l'Ouest du Canada, ainsi que le pipeline de prolongement de l'accès vers le sud (« pipeline SAX ») entre Flanagan, en Illinois, et Patoka, également en Illinois. Le 1^{er} juillet 2014, Marathon a conclu une entente avec Enbridge pour devenir propriétaire (à 35 %) du pipeline SAX et constituer l'Illinois Extension Pipeline Company (« IEPC »). Enbridge détient une participation de 65 % dans IEPC. Le pipeline SAX a été mis en service en décembre 2015 et la quasi-totalité de sa capacité est garantie sur le plan commercial par des contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des expéditeurs.

Pipelines d'amenée et autres comprend aussi les installations de stockage Patoka, le réseau pipelinier Toledo et le réseau NW. Les installations de stockage Patoka se composent de quatre réservoirs d'une capacité nominale de 480 000 barils situés à Patoka, en Illinois. Le réseau pipelinier Toledo rejoint le réseau de Lakehead et dessert l'Ohio et le Michigan. La plus grande partie de la capacité du réseau pipelinier Toledo est garantie sur le plan commercial par des contrats d'achat ferme à long terme conclus avec des expéditeurs. Le réseau NW achemine du pétrole brut de Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest, à Zama, en Alberta. Il utilise une structure tarifaire fondée sur le coût du service établie en fonction des conditions convenues avec les expéditeurs.

Pipelines d'amenée et autres comprend l'apport d'actifs qui ont été cédés en 2017 et au quatrième trimestre de 2016, dont les investissements dans Olympic Pipeline Company (« Olympic »), l'installation ferroviaire Eddystone ainsi que les actifs du sud des Prairies.

Le 19 octobre 2017, nous avons vendu la totalité des actifs se rapportant à notre installation ferroviaire Eddystone à notre partenaire Canopy en échange de sa participation de 25 % dans la coentreprise évaluée à 5 M\$. Ces actifs comprennent essentiellement l'installation de déchargement de trains complets et une infrastructure pipelinière locale connexe près de Philadelphie, en Pennsylvanie, qui livre le pétrole brut léger non corrosif de la région de Bakken et d'ailleurs aux raffineries de la région de Philadelphie.

Le 31 juillet 2017, nous avons mené à terme la vente à un tiers non lié de notre participation de 85 % dans Olympic, le plus important pipeline de produits raffinés de l'État de Washington, pour 0,2 G\$.

Le 1^{er} décembre 2016, EIPLP a conclu la vente d'actifs du sud des Prairies à un tiers non lié, pour un produit en trésorerie de 1,08 G\$. Les actifs du sud des Prairies transportent du pétrole brut et des LGN à partir des champs productifs et des installations du sud-est de la Saskatchewan et du sud-ouest du Manitoba jusqu'à Cromer, au Manitoba, où les produits entrent dans le réseau principal pour être transportés jusqu'aux États-Unis ou dans l'est du Canada.

CONCURRENCE

La concurrence peut entraîner une réduction de la demande à l'égard de nos services, une diminution du nombre de projets qui se présentent ou une prise de risque qui affaiblirait la performance financière ou la rendrait moins prévisible que prévu. La concurrence entre les pipelines actuels repose essentiellement sur le coût du transport, l'accès à l'approvisionnement, la qualité et la fiabilité des services, les solutions de rechange proposées par des transporteurs à forfait et la proximité des marchés.

Les autres transporteurs qui offrent leurs services pour acheminer des hydrocarbures liquides de l'Ouest canadien vers les marchés du Canada, des États-Unis et du reste du monde livrent concurrence à notre réseau d'oléoducs. De la concurrence vient aussi des nouveaux pipelines envisagés qui se proposent de donner accès aux marchés que desservent actuellement nos oléoducs; c'est le cas par exemple des projets devant desservir la côte du golfe du Mexique et ceux ciblant l'amélioration des infrastructures sur le marché régional des sables bitumineux de l'Alberta. Les réseaux du milieu du continent et de Bakken rivalisent aussi avec les pipelines concurrents existants, les pipelines projetés ainsi que les installations de collecte actuelles ou de substitution. Les installations de stockage aux États-Unis rivalisent avec celles de grandes sociétés pétrolières intégrées et d'autres partenariats d'envergure intermédiaire du secteur de l'énergie. De plus, la volatilité des écarts de prix sur le pétrole brut et l'insuffisance de la capacité de transport de nos pipelines ou de ceux de nos concurrents peuvent rendre concurrentiel le transport ferroviaire de pétrole brut, en particulier vers certains marchés actuellement négligés par le transport pipelinier.

Nous estimons que nos oléoducs sont à même d'attirer les producteurs du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») et du Dakota du Nord grâce à des droits concurrentiels et à la souplesse que procurent nos points de livraison et de stockage multiples. Notre gamme de projets de croissance actuels visant l'élargissement de notre accès aux marchés et l'augmentation de la capacité de notre réseau pipelinier, combinée à notre détermination à réaliser ces projets, devraient également procurer aux expéditeurs de nouvelles solutions fiables et concurrentielles à long terme pour le transport du pétrole. L'emprise actuelle de notre réseau principal constitue aussi un avantage concurrentiel, étant donné qu'il peut être difficile et onéreux d'obtenir des emprises pour de nouvelles canalisations traversant de nouvelles zones. Nous concluons également avec les expéditeurs des ententes à long terme qui contribuent à atténuer le risque lié à la concurrence en garantissant l'approvisionnement constant de notre réseau d'oléoducs.

OFFRE ET DEMANDE

Nous avons une longue tradition de réussite en tant que plus important transporteur de pétrole brut vers les États-Unis, le premier marché du monde. L'utilisation de notre infrastructure dans un avenir prévisible sera alimentée par la demande de pétrole brut canadien aux États-Unis, mais les caractéristiques fondamentales de l'offre et de la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale et nord-américaine sont en mutation et nous avons un rôle crucial à jouer en marge de cette transition en élaborant des options de transport à long terme permettant la circulation efficace du pétrole brut des régions productrices aux marchés utilisateurs.

La baisse des prix du pétrole brut entamée en 2014 a eu une incidence sur les clients de nos oléoducs, qui ont réagi en réduisant leurs dépenses d'exploration et de mise en valeur en 2016 et en 2017 dans les bassins où les coûts sont plus élevés. Cependant, le marché international du pétrole brut a été marqué par une hausse continue de la production provenant des bassins productifs de pétrole de schiste nord-américains et une augmentation de la production provenant de certains membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP »). Les prix du pétrole brut West Texas Intermediate (« WTI ») se sont raffermis par rapport au prix de 30 \$ US le baril atteint au début de 2016 alors que le marché cherchait un nouvel équilibre entre l'offre et la demande. Par suite de la réduction de production des pays de l'OPEP et hors OPEP, les prix ont commencé à remonter et la reprise s'est poursuivie tout au long de 2017. Les prix du pétrole brut WTI se sont établis en moyenne à 51 \$ US le baril en 2017, et ils dépassaient 60 \$ US le baril à la fin de l'exercice.

Malgré le contexte actuel des prix, notre réseau principal a jusqu'ici été fortement utilisé. En fait, le débit du réseau principal, mesuré à la frontière Canada-États-Unis à Gretna, au Manitoba, a atteint le niveau record de 2,7 millions de b/j en décembre 2017. Le réseau principal a continué de faire l'objet d'une répartition des différents types de brut lourd, les volumes engagés dépassant la capacité disponible de certaines parties du réseau. Le contexte de faiblesse des prix du pétrole brut devrait avoir une incidence limitée sur la performance financière de nos oléoducs étant donné les ententes commerciales visant bon nombre des pipelines constituant notre réseau d'oléoducs qui assurent une protection considérable contre les fluctuations de volumes. De plus, notre réseau principal est bien positionné pour continuer d'assurer un transport sécuritaire et efficace qui permettra à la production de l'Ouest canadien et de Bakken d'atteindre les marchés attractifs des États-Unis et de l'est du Canada à un coût concurrentiel par rapport à celui des autres options. Les caractéristiques fondamentales de la production des sables bitumineux et les faibles prix du pétrole brut ont incité certains promoteurs à revoir le calendrier de leurs projets de mise en valeur des sables bitumineux en amont; néanmoins, une mise à jour récente des prévisions indique toujours une croissance de l'approvisionnement à long terme provenant du BSOC, même si le rythme de croissance projeté est plus faible que ce qui était prévu initialement. En effet, les sociétés évaluent encore la viabilité de certains investissements de capitaux dans le contexte actuel des prix, compte tenu en outre de l'incertitude qui entoure le moment où seront achevés et mis en service les divers réseaux pipeliniers qui se font concurrence.

Selon les prévisions à long terme, la consommation d'énergie à l'échelle mondiale continuera d'augmenter; la demande de pétrole brut proviendra principalement de pays émergents situés dans des régions ne faisant pas partie de l'Organisation de coopération et de développement économiques (« OCDE »), principalement l'Inde et la Chine. Tandis que les membres de l'OCDE, comme le Canada, les États-Unis et les pays d'Europe occidentale, verront leur population croître, la priorité accordée à l'efficacité énergétique, à la conservation de l'énergie et à l'adoption de carburants à plus faible émission de carbone, comme le gaz naturel et les énergies renouvelables, devrait entraîner une réduction de la demande de pétrole brut à long terme. Cette situation procure donc aux producteurs nord-américains une occasion stratégique d'accroître la production afin de remplacer les importations et de participer à la demande croissante hors de l'Amérique du Nord.

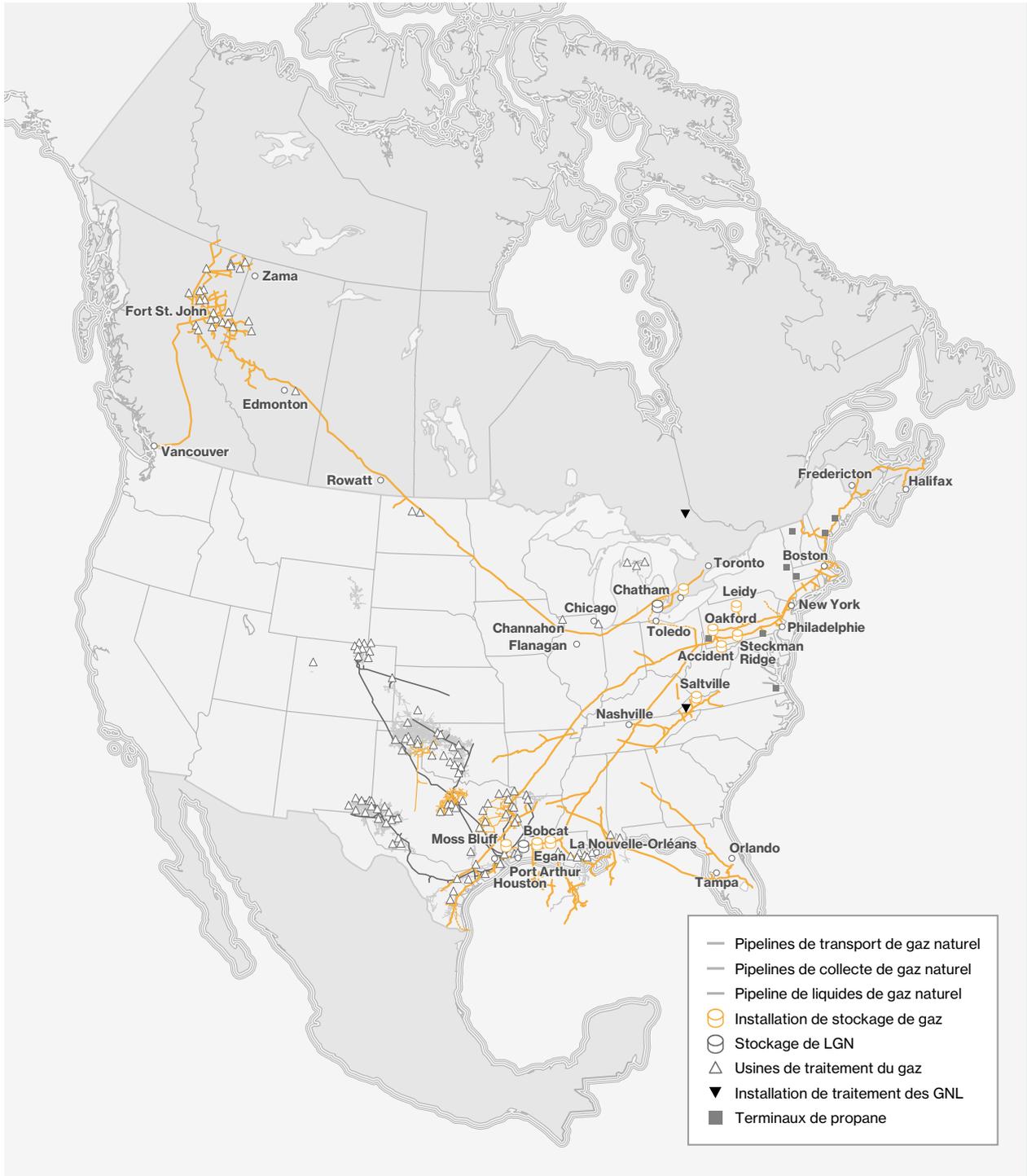
Sur le plan de l'offre, la production mondiale à long terme de pétrole brut devrait continuer de croître jusqu'en 2035, principalement en raison de l'apport des producteurs de l'Amérique du Nord, du Brésil et de l'OPEP. En Amérique du Nord, la croissance prévue est largement tributaire de la production tirée des sables bitumineux ainsi que de la mise en valeur de gisements de pétrole avare tels que ceux qu'on trouve dans les formations du bassin permien, de Bakken et d'Eagle Ford. La croissance de l'approvisionnement provenant de l'OPEP s'explique principalement par le changement de stratégie de ce groupe, qui est passé de l'« équilibre de l'offre » à une « compétition pour la part de marché » en Asie et en Europe. Toutefois, l'instabilité politique dans certains pays producteurs de pétrole, comme le Venezuela, la Libye, le Nigéria et l'Irak, rend incertaines les prévisions à l'égard de la croissance en provenance de ces régions et fait de l'Amérique du Nord l'une des sources d'approvisionnement en pétrole brut les plus sûres du monde. Comme en témoigne la totalité des années 2016 et 2017, la croissance de l'offre nord-américaine reste sensible aux facteurs macroéconomiques qui tirent à la baisse les cours mondiaux du brut. À long terme, la production nord-américaine tirée des gisements de pétrole avare, notamment celui de Bakken, devrait augmenter à mesure que la technologie continue d'améliorer la productivité des puits et les efficacités. Au Canada, le BSOC est perçu comme l'une des sources de pétrole brut les plus importantes et les plus sûres du monde. Cependant, le rythme de croissance en Amérique du Nord et le niveau des investissements dans le BSOC pourraient être ralentis au cours des années à venir par un certain nombre d'éléments, notamment le creux persistant des cours du brut et les décisions de l'OPEP pouvant en découler sur le plan de la production, le resserrement de la réglementation environnementale, et l'allongement du processus d'approbation des nouveaux pipelines ayant accès aux marchés côtiers pour l'exportation.

Au cours des dernières années, la demande intérieure relativement stable, l'offre croissante et le temps considérable que prend la construction d'infrastructures de pipelines ont provoqué une transformation profonde de la situation du pétrole brut en Amérique du Nord. L'impossibilité de transporter une production grandissante vers les marchés côtiers a entraîné un écart entre le prix du WTI et le prix mondial, de sorte que les producteurs nord-américains touchent des rentrées nettes inférieures par rapport à celles qu'ils pourraient obtenir sur les marchés mondiaux. L'incidence des écarts de prix a été encore plus prononcée pour les producteurs de l'Ouest canadien, car le manque d'infrastructures de pipelines a entraîné une réduction supplémentaire du prix du brut de l'Alberta par rapport au WTI. Nombre de projets visant à améliorer l'accès aux marchés ont vu le jour dans le secteur au cours des dernières années, notamment ceux que nous avons entrepris, de sorte que les écarts de prix sur le pétrole brut ont considérablement rétréci en 2015 et ont ainsi augmenté les rentrées nettes des producteurs. La capacité associée à ces projets était en grande partie épuisée à la fin de 2017 en raison de la croissance des sables bitumineux, ce qui a de nouveau entraîné un élargissement des écarts sur le brut. Les pipelines d'exportation canadiens devraient demeurer essentiellement utilisés au maximum de leur capacité, si bien que la production supplémentaire devra être acheminée par d'autres modes de transport jusqu'à ce que la capacité des pipelines soit suffisante pour l'intégrer. Comme l'offre nord-américaine s'accroît sans cesse, la croissance et la souplesse des infrastructures pipelinières devront s'adapter au fragile équilibre entre l'offre et la demande. Nous estimons tout de même que les pipelines demeureront le moyen de transport le plus rentable à long terme sur les marchés où l'écart entre les prix nord-américains et mondiaux du pétrole demeure étroit. Le recours aux chemins de fer pour le transport du brut devrait se limiter, pour l'essentiel, aux marchés qui ne sont pas facilement accessibles par pipeline.

Notre rôle face à l'évolution des caractéristiques fondamentales de l'offre et de la demande et dans l'atténuation des écarts de prix défavorables pour les producteurs et des coûts d'approvisionnement pour les raffineurs consiste à fournir une capacité accrue de transport par pipeline et des liens durables avec les marchés de remplacement. Comme il est indiqué à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*, en 2017, nous avons continué d'exécuter notre plan de croissance pour poursuivre cet objectif.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires (auparavant appelé Gazoducs et traitement) comprend nos investissements dans des pipelines et des installations de collecte et de traitement du gaz naturel au Canada et aux États-Unis, soit US Gas Transmission, le transport de gaz et les services intermédiaires au Canada, le pipeline Alliance, le secteur intermédiaire aux États-Unis et d'autres actifs.



TRANSPORT DE GAZ AUX ÉTATS-UNIS

La plupart des actifs qui composent l'unité d'exploitation Transport de gaz aux États-Unis ont été acquis dans le cadre de l'opération de fusion et comptent des actifs de transport et de stockage de gaz naturel principalement par l'entremise de Spectra Energy Partners, LP (« SEP »). US Gas Transmission comprend des participations indirectes dans Texas Eastern, Algonquin, M&N U.S., East Tennessee, Gulfstream, Sabal Trail, Vector Pipeline L.P. (« Vector ») et dans certains autres actifs de gazoducs et de stockage. Les activités d'US Gas Transmission sont surtout concentrées dans le transport et le stockage de gaz naturel grâce à des réseaux de canalisations inter-États rejoignant des clients dans diverses régions du Midwest, du nord-est et du sud des États-Unis.

À la suite de l'opération de fusion, Enbridge détenait une participation de 75 % dans SEP, une société en commandite principale constituée d'infrastructures de gaz naturel et de pétrole brut. Par suite de la conversion de la totalité de nos droits de distribution incitatifs (« DDI ») et de notre participation économique de commandité dans SEP en 172,5 millions de nouvelles parts ordinaires de SEP, nous détenons maintenant une participation de 83 % dans SEP. Se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis*. SEP possède 100 % de Texas Eastern Transmission, L.P. (« Texas Eastern »), 92 % d'Algonquin Gas Transmission, L.L.C. (« Algonquin »), 100 % d'East Tennessee Natural Gas, L.L.C. (« East Tennessee »), 100 % de Saltville Gas Storage Company L.L.C. (« Saltville »), 100 % d'Ozark Gas Gathering, L.L.C. et d'Ozark Gas Transmission, L.L.C., 100 % de Big Sandy Pipeline, L.L.C., 100 % de Market Hub Partners Holding, 100 % de Bobcat Gas Storage, 78 % de Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C. (« M&N U.S. »), 50 % de Southeast Supply Header, L.L.C., 50 % de Steckman Ridge, L.P., 50 % de Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. (« Gulfstream ») et 50 % de Sabal Trail Transmission LLC (« Sabal Trail »).

Le réseau de transport de gaz naturel Texas Eastern, d'une longueur d'environ 2 735 kilomètres (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. Son réseau de transport terrestre est composé d'environ 14 597 kilomètres (9 070 milles) de canalisations et des stations de compression connexes. Texas Eastern est aussi raccordé à quatre installations de stockage affiliées qui appartiennent en tout ou en partie à d'autres entités d'US Gas Transmission.

Le réseau de transport de gaz naturel Algonquin rejoint les installations de Texas Eastern au New Jersey et traverse, sur environ 402 kilomètres (250 milles), les États du New Jersey, de New York, du Connecticut, du Rhode Island et du Massachusetts, où il se raccorde au réseau M&N U.S. Il consiste en environ 1 835 kilomètres (1 140 milles) de canalisations et en stations de compression connexes.

M&N U.S. est un réseau principal de transport du gaz naturel inter-États qui comprend environ 563 kilomètres (350 milles) de canalisations et les stations de compression connexes. Il s'étend du nord-est de l'État du Massachusetts à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine. M&N U.S. est relié au tronçon canadien du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline, M&N Canada (se reporter à la rubrique *Transport de gaz et services intermédiaire – Transport de gaz et services intermédiaires au Canada*).

Le réseau de transport de gaz naturel East Tennessee croise le réseau Texas Eastern à deux endroits au Tennessee. Il est composé de deux canalisations principales d'une longueur totale de quelque 2 414 kilomètres (1 500 milles) dans les États du Tennessee, de la Géorgie, de la Caroline du Nord et de la Virginie et des stations de compression connexes. East Tennessee comprend une installation de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL ») au Tennessee et se branche aussi à des installations de stockage à Saltville, en Virginie.

Gulfstream est un réseau inter-États de transport du gaz naturel constitué de quelque 1 199 kilomètres (745 milles) de canalisations et des stations de compression connexes. Il est exploité conjointement par SEP et la société The Williams Companies, Inc. Gulfstream achemine du gaz naturel depuis les États du Mississippi, de l'Alabama, de la Louisiane et du Texas jusqu'aux marchés du centre et du sud de la Floride, après avoir franchi le golfe du Mexique. Gulfstream fait l'objet d'une comptabilisation à la valeur de consolidation.

Sabal Trail fournit un service de transport ferme de gaz naturel à Florida Power & Light Company pour répondre aux besoins de production d'électricité de celle-ci et effectuera des livraisons à l'usine à gaz naturel que Duke Energy Florida est en train de construire en Floride. Les installations comprennent un nouveau gazoduc de 829 kilomètres (515 milles) de longueur, ainsi que des canalisations latérales et plusieurs stations de compression. La nouvelle infrastructure, située en Alabama, en Géorgie et en Floride, apportera environ 1,1 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») de capacité supplémentaire et donnera accès aux ressources de gaz de schiste terrestres, une fois achevés les futurs agrandissements approuvés. Sabal Trail fait l'objet d'une comptabilisation à la valeur de consolidation.

Nous détenons également une participation de 60 % dans Vector, pipeline d'une longueur de 560 kilomètres (348 milles) qui transporte 1,3 Gpi³/j de gaz naturel de Joliet, en Illinois, dans la région de Chicago, à certaines parties de l'Indiana, du Michigan et de l'Ontario.

Pour l'essentiel, les services de transport et de stockage font l'objet d'ententes de services fermes aux termes desquelles les clients réservent une capacité dans les canalisations et les installations de stockage. En vertu de la plupart de ces ententes, les clients versent des droits de réservation fixes mensuels sans égard aux volumes réellement transportés dans les gazoducs ou injectés dans nos installations de stockage ou prélevés de celles-ci, plus une petite composante variable qui est fonction des volumes transportés, injectés ou prélevés, qui sert à recouvrer les frais variables.

Des services de transport interruptibles et de stockage sont aussi offerts et permettent aux clients de souscrire de la capacité, s'il en reste au moment de la demande. Les produits tirés des services interruptibles sont liés aux volumes transportés ou stockés et aux tarifs de ces services. Les activités de stockage fournissent aussi divers autres services à valeur ajoutée, notamment ceux d'entreposage provisoire, de prêt et d'équilibrage, pour répondre aux besoins de la clientèle.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES AU CANADA

L'unité d'exploitation Transport de gaz et services intermédiaires au Canada comprend des gazoducs, des installations de traitement et des réseaux de collecte de gaz naturel situés principalement dans l'Ouest canadien. Depuis la clôture de l'opération de fusion, Transport de gaz et services intermédiaires au Canada englobe les activités de transport et de traitement dans l'Ouest canadien, qui regroupe notre gazoduc et nos services aux champs gaziers en Colombie-Britannique, M&N Canada ainsi que certains autres gazoducs, conduites de collecte et installations de traitement et de stockage du secteur intermédiaire.

Notre gazoduc et nos services aux champs gaziers en Colombie-Britannique offrent des services de transport, de collecte et de traitement du gaz naturel aux termes d'accords fondés sur des droits. Le gazoduc comporte quelque 2 816 kilomètres (1 750 milles) de gazoducs en Colombie-Britannique et en Alberta, ainsi que les stations de compression connexes sur la canalisation principale. Les services aux champs gaziers réunissent huit usines de traitement du gaz en Colombie-Britannique, les stations de compression connexes sur le terrain et environ 2 253 kilomètres (1 400 milles) de conduites de collecte.

M&N Canada est un réseau principal de transport du gaz naturel interprovincial qui est constitué d'environ 885 kilomètres (550 milles) de canalisations. Il s'étend de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine. M&N Canada est raccordé au réseau M&N U.S. (se reporter à la rubrique *Transport de gaz et services intermédiaires – US Gas Transmission*).

L'unité Transport de gaz et services intermédiaires au Canada regroupe également les usines à gaz Tupper Main et Tupper West (« usines Tupper ») détenues en propriété exclusive et situées dans la formation schisteuse de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique, notre participation de 71 % dans l'usine à gaz Cabin, située à 60 kilomètres (37 milles) au nord-est de Fort Nelson, en Colombie-Britannique, dans le bassin de Horn River, ainsi que des participations dans les réseaux de collecte Pipestone et Sexsmith. Nous sommes l'exploitant des usines Tupper et de l'usine à gaz Cabin. Nous détenons une participation de près de 100 % dans Pipestone et diverses participations (variant de 55 % à 100 %) dans Sexsmith et ses installations de collecte de gaz acide et de compression et de traitement des LGN situées dans la région de l'arche de la Peace River, dans le nord-ouest de l'Alberta. Le principal producteur et exploitant de Pipestone détient une participation nominale de 0,01 %.

La plupart des services de transport offerts par Transport de gaz et services intermédiaires au Canada font l'objet d'ententes de services de transport fermes aux termes desquelles les clients versent des droits de réservation fixes mensuels sans égard aux volumes réellement transportés dans les gazoducs, plus une petite composante variable qui est fonction des volumes transportés et qui vise à couvrir les frais variables. Nous offrons aussi des services de transport interruptibles qui permettent aux clients de souscrire de la capacité, s'il en reste au moment de la demande. Les droits versés pour ces services sont fixés d'après les volumes transportés.

PIPELINE ALLIANCE

Nous détenons une participation de 50 % dans le pipeline Alliance, qui se compose de 3 000 kilomètres (1 864 milles) de pipelines intégrés de transport de gaz naturel à haute pression et d'environ 860 kilomètres (534 milles) de conduites latérales et d'infrastructures connexes. Le pipeline Alliance transporte du gaz naturel riche en liquides du nord-est de la Colombie-Britannique, du nord-ouest de l'Alberta et de la région de Bakken, dans le Dakota du Nord, jusqu'au carrefour d'échange de gaz Alliance à Chicago, en aval des installations d'extraction et de fractionnement de LGN d'Aux Sable, à Channahon, en Illinois. La plupart des services de transport offerts par le pipeline Alliance font l'objet d'ententes de services de transport fermes aux termes desquelles les clients versent des droits de réservation fixes mensuels sans égard aux volumes réellement transportés dans les gazoducs. Le pipeline Alliance offre aussi des services de transport interruptibles qui permettent aux clients de souscrire de la capacité, s'il en reste au moment de la demande.

SERVICES INTERMÉDIAIRES AUX ÉTATS-UNIS

Les services intermédiaires aux États-Unis se composent de nos actifs de Midcoast, dont les réseaux de LGN d'Anadarko, de l'est du Texas, du nord du Texas et de Texas Express. Ces actifs comprennent les réseaux de pipeline de transport et de collecte de gaz naturel et de LGN, les installations de transformation et de traitement de gaz naturel, de stabilisation des condensats et de fractionnement des LGN. Midcoast comprend également des activités de transport ferroviaire et de commercialisation des hydrocarbures liquides. En 2017, nous avons acquis la totalité des participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs. Pour davantage de renseignements, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis – Acquisition des actifs de Midcoast et privatisation de Midcoast Energy Partners, L.P.*

Le secteur intermédiaire aux États-Unis comprend aussi notre participation de 42,7 % dans Aux Sable Liquid Products LP et Aux Sable Midstream LLC, et une participation de 50 % dans Aux Sable Canada LP (ensemble, « Aux Sable »). Aux Sable Liquid Products LP possède et exploite une usine d'extraction et de fractionnement de LGN située à Channahon, en Illinois, près de Chicago, à proximité du terminal du pipeline Alliance. Aux Sable possède également des installations en amont du pipeline Alliance, qui permettent la livraison dans le pipeline de volumes de gaz riche en liquides qui seront traités à l'usine d'Aux Sable. Ces installations comprennent l'usine de conditionnement de Palermo et le pipeline Prairie Rose dans la région de Bakken, dans le Dakota du Nord, qui appartiennent à Aux Sable Midstream US et qui sont exploités par cette dernière, ainsi que les participations d'Aux Sable Canada dans la région Montney, en Colombie-Britannique, qui comprennent le pipeline Septimus et les usines à gaz Septimus et Wilder.

Les services intermédiaires aux États-Unis comprennent également un placement de 50 % dans DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream ») qui est comptabilisé comme un placement en titres de capitaux propres. DCP Midstream fait la collecte, la compression, le traitement, le transport, le stockage et la vente de gaz naturel. Elle produit, fractionne, transporte, stocke et vend des LGN, en plus de récupérer et de vendre du condensat et de négocier et commercialiser du gaz naturel et des LGN.

AUTRES

Les autres activités comprennent essentiellement nos actifs extracôtiers. Enbridge Offshore Pipelines compte 11 pipelines actifs de collecte et de transport de gaz naturel et deux oléoducs actifs, dont l'oléoduc Heidelberg entré en service en janvier 2016. Ces pipelines sont situés dans quatre grands couloirs du golfe du Mexique s'étendant jusqu'aux exploitations situées dans les eaux profondes et comprennent près de 2 100 kilomètres (1 300 milles) de conduites sous-marines et des installations terrestres d'une capacité totale d'environ 6,5 Gpi³/j.

CONCURRENCE

Notre secteur de transport et de stockage de gaz naturel est en concurrence avec des installations du même type offrant les mêmes services et desservant nos zones d'approvisionnement et de marché. Les modèles de distribution du gaz naturel changent partout en Amérique du Nord en raison des nouvelles sources d'approvisionnement et de l'évolution des centres de demande, ce qui crée un marché extrêmement concurrentiel dans lequel saisir de nouvelles occasions de croissance. Au nombre des principaux éléments concurrentiels, on compte la situation géographique, les tarifs, les modalités de service ainsi que la souplesse et la fiabilité du service.

Le gaz naturel que transportent nos entreprises fait concurrence à d'autres formes d'énergie qui sont proposées à nos clients et utilisateurs finaux, dont l'électricité, le charbon, le propane, les mazouts et les énergies renouvelables. Les facteurs qui influent sur la demande de gaz naturel comprennent les variations de prix, la disponibilité du gaz naturel et d'autres formes d'énergie, l'intensité de l'activité commerciale, la conjoncture économique à long terme, la conservation, la législation, la réglementation gouvernementale, la capacité de convertir les installations à des combustibles de rechange, les conditions météorologiques, etc.

La concurrence vise nos activités sur tous les marchés où nous les exerçons. D'autres pipelines de gaz naturel inter-États et intra-États (ou leurs sociétés affiliées) et d'autres entreprises intermédiaires qui assurent le transport, la collecte, le traitement, la transformation et la commercialisation du gaz naturel ou des LGN rivalisent avec notre secteur Transport du gaz naturel et services intermédiaires. Étant donné que les gazoducs sont généralement le moyen de transport terrestre le plus efficace pour le gaz naturel, les plus grands concurrents de nos gazoducs sont d'autres gazoducs. Les gazoducs entrent habituellement en concurrence selon leur emplacement, leur capacité, leur réputation, les prix pratiqués et leur fiabilité.

OFFRE ET DEMANDE

Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale devrait augmenter d'environ 30 % d'ici 2040, surtout en raison de la croissance économique des pays non membres de l'OCDE. Le gaz naturel aura un rôle important à jouer pour répondre à cette demande d'énergie, car la consommation de gaz devrait augmenter de près de 50 % au cours de cette période, et on prévoit qu'il sera parmi les sources d'énergie dont la croissance sera la plus rapide puisqu'elle se classera tout juste au-dessous de celle des énergies renouvelables. À l'échelle mondiale, la plus grande partie de la demande de gaz naturel proviendra de la nécessité de produire davantage d'électricité; en effet, pour alimenter les centrales électriques, le gaz naturel est un carburant plus propre que le charbon, qui détient actuellement la plus grande part du marché.

Pour ce qui est de l'Amérique du Nord, la demande croissante de gaz naturel aux États-Unis devrait être stimulée par la prochaine vague d'installations pétrochimiques consommant beaucoup de gaz, qui commencent à être mises en service, ainsi que par les centrales de production d'électricité, accroissement auquel s'ajoutera une hausse des exportations de GNL et des exportations par pipelines vers le Mexique. Au Canada, la croissance de la demande de gaz naturel devrait être liée en grande partie à l'exploitation des sables bitumineux et à l'accroissement de la production d'électricité au moyen de centrales alimentées au gaz. La croissance de la demande de gaz au Canada sera stimulée par la mise en œuvre de la réglementation gouvernementale proposée visant le remplacement des centrales alimentées au charbon, destinée à assurer le respect des niveaux d'émission ciblés.

L'approvisionnement nord-américain tiré des gisements de pétrole avare continue de provoquer un déséquilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel et de certains produits de LGN. L'offre nord-américaine de gaz demeure touchée essentiellement par l'exploitation du gaz naturel dans le nord-est des États-Unis, en particulier dans les formations schisteuses prolifiques de Marcellus et d'Utica dans les Appalaches. L'abondance de l'offre provenant de ces formations modifie encore les modèles de distribution du gaz naturel en Amérique du Nord, car elle a largement supplanté les flux provenant de la côte américaine du golfe du Mexique et du BSOC, qui ont jusqu'ici alimenté les marchés de l'Est. Des pressions similaires se font aussi sentir sur les marchés du Midwest américain et du sud.

Outre la production croissante des Appalaches, l'accroissement de l'offre de gaz naturel a été largement lié à la production de pétrole brut et de LGN. Dans le bassin permien, par exemple, l'intensification rapide de l'activité de forage de pétrole brut a provoqué une augmentation d'environ 2,0 Gpi³/j du gaz produit dans la région depuis deux ans, et la progression devrait se poursuivre pour les dix prochaines années. De même, la croissance de la production de gaz naturel du BSOC a été principalement attribuable à la production de LGN, qui procurent de solides rentrées nettes aux producteurs. Toutefois, l'accroissement de la demande locale provenant de centrales au gaz et la mise en valeur continue des sables bitumineux devraient stabiliser les données économiques liées au gaz naturel du BSOC, même si les exportations régionales subissent la concurrence accrue de l'est du Canada et du Midwest américain.

L'augmentation constante de la production gazière en Amérique du Nord et l'offre excédentaire qui en découle ont restreint la progression des prix du gaz, qui sont restés largement dans la même fourchette tout au long de 2017. En réponse à la faiblesse des prix, les producteurs ont adopté de nouvelles technologies et des techniques de forage et d'achèvement plus efficaces afin de maximiser la production et d'abaisser le seuil de rentabilité des nouveaux puits. Bien que la demande intérieure de gaz et l'accroissement des exportations en Amérique du Nord procurent un soutien aux prix futurs, l'offre abondante à faible prix risque de continuer de limiter la hausse des prix pour la prochaine décennie.

L'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel exigera une intensification des activités de négociation de GNL qui facilitera le déplacement du gaz des régions productives aux régions consommatrices. L'Amérique du Nord et la côte américaine du golfe du Mexique sont positionnées pour profiter de cette tendance, car la production de gaz avarié à faible coût des formations permienes, d'Eagle Ford et des Appalaches continue de favoriser une augmentation des exportations de GNL. Les États-Unis ont exporté environ 3,0 Gpi³/j de gaz naturel de la côte américaine du golfe du Mexique à la fin de 2017; une capacité d'exportation d'environ 9,0 Gpi³/j devrait être mise en service d'ici 2020. Les perspectives à court terme des données fondamentales du GNL indiquent que l'offre excédentaire mondiale perdurera, car le marché absorbe de grands volumes de la nouvelle production offerte, mais les prévisions révèlent que la demande dépassera l'offre de GNL prévue au début de 2020 lorsque les marchés en expansion voudront diversifier les sources d'approvisionnement. En plus de bénéficier d'installations d'exportation de GNL en construction, les États-Unis restent en bonne position pour prendre en charge cette nouvelle ronde d'expansion des échanges mondiaux. Le Canada est aussi bien positionné pour offrir des installations d'exportation de GNL, mais celles-ci ne seront certainement pas mises en service à court terme.

La croissance de la production de LGN est de plus en plus liée aux volumes croissants de gaz qui découlent de la mise en valeur de gisements de pétrole avarié, comme le pétrole permien. Les LGN qui peuvent être extraits de gaz riche en liquides comprennent l'éthane, le propane, le butane et l'essence naturelle et sont utilisés dans un éventail d'applications industrielles, commerciales et autres. La forte production gazière a provoqué un déséquilibre de l'approvisionnement régional de certains produits des LGN et a affaibli les caractéristiques économiques de l'extraction des LGN; toutefois, ce déséquilibre s'est légèrement atténué en 2017, car les prix du brut ont rebondi et la capacité d'exportation de LGN s'est accrue. Néanmoins, à long terme, la croissance de la demande de LGN devrait demeurer robuste, alimentée en grande partie par la demande et les exportations supplémentaires d'éthane. L'éthane constitue le carburant d'alimentation par excellence de l'industrie pétrochimique de la côte américaine du golfe du Mexique, qui fait partie des principales régions productrices d'éthylène à faible coût dans le monde et qui connaît actuellement un essor non négligeable. Lorsque les nouvelles infrastructures seront terminées, les prix de l'éthane et les marges d'extraction qui en sont tirées devraient augmenter, ce qui contribuera à réduire les volumes d'éthane conservés dans les flux gazeux.

En plus de la demande d'éthane, l'offre abondante de propane qui est attendue a incité l'aménagement et l'expansion d'installations d'exportation de gaz de pétrole liquéfié. En quelques années seulement, les États-Unis sont devenus le principal exportateur de gaz de pétrole liquéfié au monde, ce qui a contribué à réduire les surplus de stocks et à soutenir le prix du propane.

Au Canada, le BSOC est bien placé pour tirer profit de l'évolution à long terme des facteurs fondamentaux qui sous-tendent les LGN, car les formations Montney et Duvernay renferment d'importantes ressources riches en liquides pouvant être exploitées à des coûts d'extraction hautement concurrentiels. En réaction à l'offre croissante de LGN dans la région, plusieurs solutions d'exportation de propane sont élaborées pour transporter les LGN du BSOC de l'Ouest canadien aux marchés mondiaux.

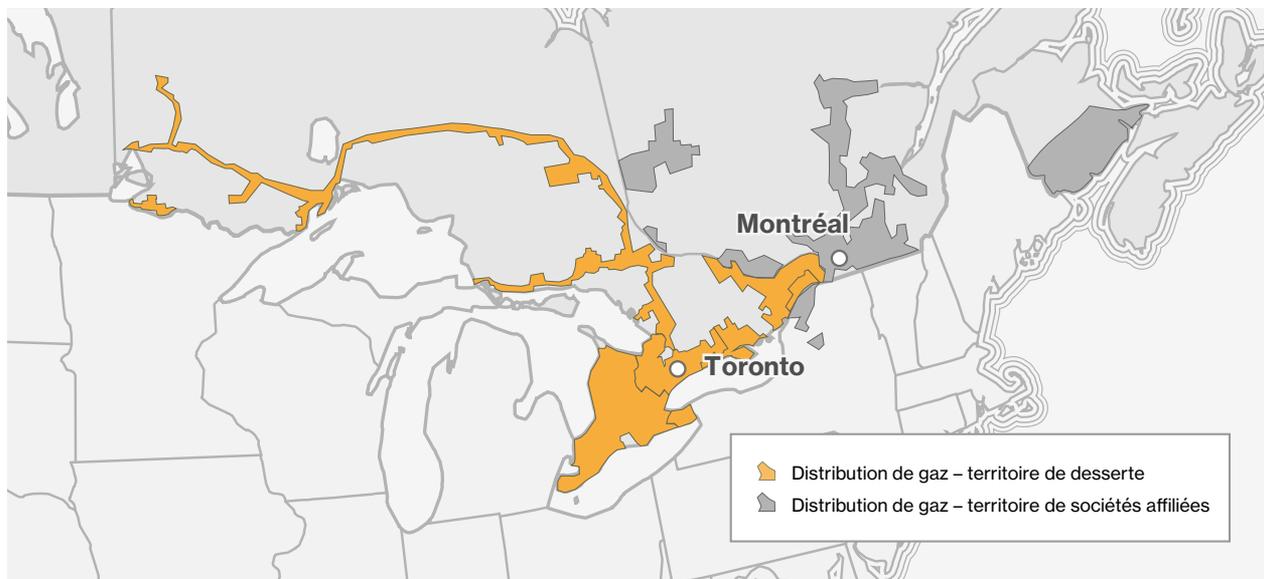
Les fondamentaux à long terme des LGN incitent à l'optimisme en ce qui concerne la croissance de la demande et seront d'autant plus solides s'ils sont soutenus par une bonne reprise des prix du pétrole brut. Par conséquent, le rapport des prix entre le brut et le gaz devrait se maintenir bien au-delà des niveaux de conversion énergétique et demeurer favorable à l'extraction des LGN à long terme.

Compte tenu de l'évolution des caractéristiques fondamentales des marchés du gaz naturel et des LGN, nous croyons que nous sommes bien positionnés pour procurer des solutions à valeur ajoutée aux producteurs. Nous répondons également au besoin d'infrastructures régionales en investissant encore dans les installations intermédiaires et les gazoducs au Canada et aux États-Unis.

DISTRIBUTION DE GAZ

Le secteur Distribution de gaz se compose de nos services publics de distribution de gaz naturel, dont l'essentiel des activités est exercé par Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») et Union Gas Limited (« Union Gas ») qui desservent des clients résidentiels, commerciaux et industriels, principalement en Ontario. Ce secteur comprend en outre des services de distribution de gaz naturel au Québec et au Nouveau-Brunswick et notre placement dans Noverco Inc. (« Noverco »).

Le 2 novembre 2017, EGD et Union Gas ont déposé une demande auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») visant le regroupement de ces deux entreprises. Si la demande est approuvée sans modification, elle servira de cadre que les services publics pourront utiliser pour repérer les meilleures pratiques, en tirer profit et mettre en place des solutions intégrées. La décision devrait être rendue au second semestre de 2018.



ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION

EGD est un service public de distribution de gaz naturel réglementé qui dessert quelque 2,2 millions de clients résidentiels, commerciaux et industriels dans ses zones de desserte couvrant le centre et l'est de l'Ontario. De plus, EGD propose actuellement ses services dans le nord de l'État de New York par l'intermédiaire de St. Lawrence Gas Company Inc. (« St. Lawrence Gas »). En août 2017, EGD a conclu une entente en vue de vendre les actions émises et en circulation de St. Lawrence Gas. La transaction devrait se clôturer en 2018, sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et de certaines conditions préalables à la clôture.

De plus, EGD détient et exploite des installations de stockage de gaz naturel, réglementées et non réglementées, en Ontario. Les services publics sont réglementés par des lois et des règlements administratifs municipaux qui accordent le droit d'exercer des activités dans les régions desservies. Les activités de services publics d'EGD et de St. Lawrence Gas sont respectivement réglementées par la CÉO et la New York Public Service Commission.

Au 31 décembre 2017, EGD détenait et exploitait un réseau de conduites principales d'environ 39 000 kilomètres (24 233 milles) pour le transport et la distribution de gaz naturel, ainsi que les conduites de branchement servant au transfert du gaz naturel des conduites principales aux compteurs des installations des clients.

EGD participe directement à quatre volets des activités de distribution de gaz naturel : les services de distribution, l'approvisionnement en gaz, le transport et le stockage.

Services de distribution

La distribution de gaz naturel à la clientèle représente la principale source de revenus d'EGD. Les services offerts aux clients résidentiels, aux entreprises et aux industries pour le chauffage sont principalement fondés sur le coût du service (sans contrat à durée ou à prix fixe). Les services offerts à des clients commerciaux et industriels plus importants sont habituellement fondés sur des ententes annuelles liées à des contrats de service fermes ou interruptibles.

Approvisionnement en gaz

Pour se procurer le volume de gaz naturel dont elle a besoin pour ses clients, EGD détient un portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel diversifié. Les structures tarifaires des contrats d'approvisionnement en gaz naturel du réseau d'EGD sont établies en réponse aux conditions de l'offre et de la demande sur le marché nord-américain du gaz naturel. Les tarifs de ces contrats peuvent être indexés en fonction des prix de l'Alberta, de Chicago ou de New York.

Transport

EGD compte sur ses contrats à long terme avec Union Gas, une société affiliée sous contrôle commun, pour le transport du gaz naturel du carrefour Dawn, dans le sud-ouest de l'Ontario, au principal marché d'EDG, la région du Grand Toronto. Le carrefour Dawn est la plus grande installation souterraine intégrée de stockage au Canada et l'une des plus importantes en Amérique du Nord. Ces contrats procurent à EGD un accès efficace au gaz naturel provenant des États-Unis par le carrefour Dawn. Ces contrats prévoient aussi le transport vers le marché du gaz naturel reçu au carrefour Dawn par le pipeline Vector ainsi que du gaz naturel se trouvant dans les bassins de stockage d'EGD et d'Union Gas dans la région de Sarnia, en Ontario.

Stockage

Les activités d'EGD sont fortement saisonnières, car la demande quotidienne de gaz naturel sur le marché fluctue en fonction de la température, la consommation étant le plus élevée pendant les mois d'hiver. L'utilisation d'installations de stockage permet à EGD de prendre livraison de gaz naturel à des conditions favorables en dehors des périodes de pointe, soit l'été, qu'elle utilisera par la suite pendant la saison de chauffage hivernale. De cette manière, EGD réduit le plus possible le coût annuel du transport du gaz naturel entre ses bassins d'approvisionnement, ce qui contribue à diminuer le coût global de l'approvisionnement en gaz naturel et assure une certaine protection en cas d'interruption de courte durée du transport du gaz naturel vers les zones de desserte d'EGD.

Les principales installations de stockage d'EGD sont situées dans le sud-ouest de l'Ontario, près de Dawn, et possèdent une capacité utile totale d'environ 10,5 milliards de pieds cubes (Gpi³). Environ 8,5 Gpi³ de la capacité utile totale sont disponibles pour les activités de services publics d'EGD. EGD a en outre conclu un contrat de stockage avec Union Gas visant une capacité de stockage de 2,0 Gpi³.

UNION GAS

Union Gas est un service public de distribution de gaz naturel réglementé qui dessert maintenant quelque 1,5 million de clients résidentiels, commerciaux et industriels dans ses zones de desserte couvrant le nord, le sud-ouest et l'est de l'Ontario.

Les activités, réglementées et non réglementées, de stockage et de transport d'Union Gas procurent des services aux clients au carrefour Dawn. Union Gas crée pour ses clients un pont essentiel dans l'acheminement du gaz naturel depuis les bassins d'approvisionnement de l'ouest du Canada et des États-Unis jusqu'aux marchés du centre du Canada et du nord-est des États-Unis. Les services publics sont réglementés par des lois et des règlements administratifs municipaux qui accordent le droit d'exercer des activités dans les régions desservies. Les services publics d'Union Gas sont réglementés par la CÉO.

Au 31 décembre 2017, Union Gas détenait et exploitait un réseau de conduites principales d'environ 66 000 kilomètres (41 010 milles) pour le transport et la distribution de gaz naturel, ainsi que les conduites de branchement servant au transfert du gaz naturel des conduites principales aux compteurs des installations des clients.

Comme c'est le cas pour EGD, Union Gas participe directement à quatre volets des activités de distribution de gaz naturel : les services de distribution, l'approvisionnement en gaz, le transport et le stockage.

Services de distribution

Comme pour EGD, la distribution de gaz naturel à la clientèle constitue pour Union Gas la principale source de revenus. Les services offerts aux clients résidentiels, aux petites entreprises et aux industries pour le chauffage sont principalement fondés sur le coût du service (sans contrat à durée ou à prix fixe). Les services offerts à des clients commerciaux et industriels plus importants sont fondés sur des contrats de service fermes ou interruptibles.

Approvisionnement en gaz

Pour se procurer le volume de gaz naturel dont elle a besoin pour ses clients, Union Gas détient un portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel diversifié. Les structures tarifaires des contrats d'approvisionnement en gaz naturel du réseau d'Union Gas sont établies en réponse aux conditions de l'offre et de la demande sur le marché nord-américain du gaz naturel. Les tarifs de ces contrats peuvent être indexés en fonction des prix de l'Alberta, du Michigan ou de Chicago.

Transport

Le réseau de transport d'Union Gas est composé d'environ 4 900 km (3 045 milles) de canalisations à haute pression et de cinq stations de compression aménagées sur la canalisation principale. Leurs principaux raccordements au Canada et aux États-Unis ont permis à Union Gas d'acheminer environ 774 Gpi³ de gaz au moyen de son réseau de transport en 2017. Le réseau de transport d'Union Gas relie aussi un vaste ensemble de bassins de stockage souterrains du carrefour Dawn aux principaux marchés canadiens et américains. De multiples canalisations donnent accès au carrefour Dawn. Les clients peuvent acheter des services de transport fermes ou interruptibles sur le réseau d'Union Gas. À mesure que s'accroît l'offre de gaz naturel dans des régions situées près de l'Ontario, les demandes d'accès à ces diverses sources d'approvisionnement augmentent au carrefour Dawn ainsi que les demandes de transport de gaz sur le réseau pipeline Dawn-Parkway vers les marchés de l'Ontario, de l'est du Canada et du nord-est des États-Unis. Afin de garantir la livraison fiable et continue de gaz naturel et pour répondre à la demande croissante de gaz naturel, Union Gas a investi 1,5 G\$ entre 2015 et 2017 à l'agrandissement du réseau de transport de gaz naturel Dawn-Parkway. La capacité de transport à partir du carrefour Dawn est alors passée de 6,3 Gpi³/j en 2014 à plus de 7,5 Gpi³/j en 2017, soit une augmentation d'environ 20 %. Un montant considérable des produits tirés du transport d'Union Gas provient des droits annuels fixes liés à la demande, la durée moyenne d'un contrat à long terme étant d'environ 11 ans et le contrat le plus long ayant encore 15 ans à courir.

Stockage

Les installations souterraines de stockage de gaz naturel d'Union Gas ont une capacité utile de quelque 165 Gpi³; elles comprennent 25 réservoirs souterrains aménagés dans des champs de gaz épuisés. Les bassins de stockage d'Union Gas donnent aux clients de cette dernière un accès à toute la capacité de stockage et aux possibilités de livraison du carrefour Dawn. La configuration du carrefour Dawn confère de la souplesse aux injections, aux retraits et au conditionnement de gaz. Les clients peuvent acheter des services de stockage fermes ou interruptibles au carrefour Dawn. Le carrefour Dawn offre aux clients une vaste gamme d'options d'accès facile aux marchés en aval et en amont. En 2017, le carrefour Dawn a fourni des services de stockage, d'équilibrage, de prêt, de transport, d'échange et de charge de pointe à plus de 140 contreparties.

Un montant considérable des produits tirés du stockage d'Union Gas provient des droits annuels fixes liés à la demande, la durée moyenne d'un contrat à long terme étant d'environ 5 ans et le contrat le plus long ayant encore 19 ans à courir.

NOVERCO

Nous détenons une participation dans Noverco du fait que nous possédons 38,9 % des actions ordinaires ainsi qu'un placement en actions privilégiées de celle-ci. Noverco est une société de portefeuille qui détient une participation d'environ 71 % dans Société en commandite Énergir, auparavant appelée Société en commandite Gaz Métro, entreprise de distribution de gaz naturel exerçant ses activités au Québec et possédant des participations dans des filiales qui exercent leurs activités de transport et de distribution de gaz et de distribution d'électricité au Québec et dans l'État du Vermont. Noverco détient par ailleurs, directement et indirectement, un placement dans nos actions ordinaires.

AUTRES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION ET DE STOCKAGE DE GAZ

Les autres activités de distribution et de stockage de gaz comprennent des services publics de distribution de gaz naturel au Nouveau-Brunswick et au Québec.

Enbridge Gas New Brunswick Inc. exploite le réseau de distribution de gaz naturel dans la province du Nouveau-Brunswick, compte environ 11 800 clients et est régie par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP).

Gazifère, l'un des deux distributeurs au Québec, dessert plus de 40 000 clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels. Gazifère est réglementée par la Régie de l'énergie du Québec.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

Le secteur Énergie verte et transport comprend nos participations dans des actifs d'énergie renouvelable et des installations de transport. Les actifs d'énergie renouvelable comprennent des installations d'énergie éolienne, d'énergie solaire, d'énergie géothermique et de récupération de chaleur, qui sont situées au Canada, principalement en Alberta, en Ontario et au Québec, ainsi qu'aux États-Unis, principalement au Colorado, au Texas, en Indiana et en Virginie-Occidentale. Nous détenons également des actifs en cours d'aménagement situés en Europe.



Le secteur Énergie verte et transport comprend une capacité nette de production d'énergie renouvelable et de substitution d'environ 2 500 MW. De ce total, une capacité de production énergétique nette d'environ 930 MW provient de parcs éoliens situés en Alberta, en Ontario et au Québec, et une capacité de production énergétique nette d'environ 1 040 MW provient de parcs éoliens situés au Colorado, au Texas, en Indiana et en Virginie-Occidentale, y compris le projet éolien Chapman Ranch de 249 MW, au Texas (« Chapman Ranch »), mis en service à la fin d'octobre 2017. La production énergétique provenant de ces parcs éoliens est majoritairement vendue aux termes de contrats d'achat d'énergie à long terme. Nous disposons aussi de trois installations d'énergie solaire situées en Ontario et d'une autre située au Nevada, d'une capacité de production énergétique nette respective de 100 MW et de 50 MW. Le secteur Énergie verte et transport comprend également la ligne de raccordement Montana-Alberta, notre premier actif de transport d'électricité, soit une ligne de transport de 300 MW allant de Great Falls, au Montana, à Lethbridge, en Alberta.

En juin 2017, nous avons annoncé l'acquisition d'une participation additionnelle de 112 MW dans la société de personnes détenant le projet éolien extracôtier Hohe See de 610 MW en Allemagne, dans laquelle nous détenons une participation effective de 50 %. Au début de 2016, nous avons annoncé que nous avons fait l'acquisition de Chapman Ranch et d'une participation de 50 % dans Eolien maritime France SAS, une société française de développement de l'énergie éolienne en mer. Chapman Ranch a par la suite été mis en service à la fin d'octobre 2017. À la fin de 2015, nous avons annoncé l'acquisition du projet éolien extracôtier Rampion de 400 MW, au Royaume-Uni. Compte tenu de ces acquisitions, nous avons investi plus de 5 G\$ dans la production et le transport d'énergies renouvelables depuis 2002.

Concurrence

Notre secteur Énergie verte et transport exploite ses actifs sur les marchés nord-américains et européens de l'énergie et doit composer avec la concurrence et le jeu de l'offre et la demande ayant cours dans les provinces et les États où il exerce ses activités. Le secteur de l'énergie renouvelable comprend de grandes entreprises de services publics et de petits producteurs d'énergie indépendants qui pourraient nous livrer une concurrence féroce pour saisir les occasions de mise en valeur.

Offre et demande

On prévoit que le réseau de production et de transport d'énergie en Amérique du Nord connaîtra une croissance importante au cours des vingt prochaines années. La croissance économique à long terme en Amérique du Nord devrait stimuler la croissance de la demande d'électricité, bien que les améliorations constantes de l'efficacité soient censées rendre l'activité économique moins énergivore et ainsi modérer la progression de la demande. Côté offre, la réglementation imminente au Canada devrait accélérer la fermeture des centrales au charbon vieillissantes, de sorte qu'une importante capacité de production additionnelle sera nécessaire. Les centrales au charbon et les centrales nucléaires continueront d'être un élément essentiel de la production d'électricité en Amérique du Nord, mais les centrales au gaz et à l'énergie renouvelable, telles que la biomasse, l'hydroélectricité, l'énergie solaire et l'énergie éolienne devraient être privilégiées pour remplacer les centrales au charbon, grâce à l'intensité plus faible de leurs émissions de carbone.

Les facteurs fondamentaux des ressources éoliennes et solaires de l'Amérique du Nord demeurent solides. Les États-Unis disposent d'une capacité de production d'énergie éolienne de plus de 85 gigawatts (« GW »), tandis que la capacité canadienne se chiffre à plus de 12 GW. Les ressources du solaire dans les États du sud-ouest comme l'Arizona, la Californie et le Nevada sont classées parmi les meilleures grandes centrales solaires du monde, et les États-Unis disposent actuellement d'une capacité photovoltaïque solaire de plus de 35 GW. À la fin de 2015, les États-Unis ont adopté des mesures législatives prolongeant certaines mesures incitatives fiscales fédérales qui ont contribué à la rentabilité des projets éoliens et solaires. Toutefois, l'expansion des infrastructures d'énergie renouvelable en Amérique du Nord comporte son lot de défis. En effet, l'accroissement de la capacité de production d'énergie renouvelable exigera des investissements de capitaux considérables pour la modernisation des systèmes de transport existants ou, dans de nombreux cas, la construction de nouvelles lignes de transport d'énergie, les sources d'énergie éolienne et solaire de haute qualité se trouvant souvent dans des régions éloignées des marchés. À court terme, l'incertitude entourant l'accessibilité à des incitatifs

fiscaux ou à d'autres incitatifs gouvernementaux dans divers territoires, ainsi que la capacité de conclure des contrats d'achat d'énergie à long terme avec des organismes gouvernementaux ou appartenant à des investisseurs et les faibles prix de l'électricité pourraient freiner le rythme de développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable. Cependant, l'évolution constante des technologies et des capacités de fabrication au cours des dernières années a fait baisser le coût en capital associé aux infrastructures d'énergie renouvelable et a amélioré les taux de rendement des actifs de production d'électricité. Ces facteurs favorables devraient rendre l'énergie renouvelable plus concurrentielle et soutenir des investissements constants à long terme.

En Europe, les perspectives en ce qui concerne l'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne en mer dans les pays caractérisés par un important littoral et des zones densément peuplées, sont très favorables. Selon l'Association européenne de l'énergie éolienne, l'Europe devrait disposer, d'ici 2030, d'une capacité d'énergie éolienne de 320 GW, dont 66 GW provenant de zones extracôtières. Les cibles de réduction des émissions de carbone et l'adoption à grande échelle de mesures de production d'énergie renouvelable pour tous les ordres de gouvernement reçoivent un appui important du public. De plus, les gouvernements européens cherchent à réduire la proportion d'énergie provenant du nucléaire par rapport à l'ensemble de l'énergie produite, ce qui a augmenté l'importance accordée à la production d'énergie de substitution, comme les parcs éoliens en mer de grande envergure.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Les entreprises du secteur Services énergétiques au Canada et aux États-Unis exercent des activités de commercialisation de marchandises et des services de logistique; elles supervisent des services d'approvisionnement de raffineries et gèrent nos volumes ayant fait l'objet d'un engagement sur différents réseaux pipeliniers.

Le secteur Services énergétiques propose des services de commercialisation et d'approvisionnement d'énergie à des raffineurs, à des producteurs et à d'autres clients en Amérique du Nord. Des services de commercialisation de pétrole brut et de LGN sont offerts par Tidal Energy Marketing Inc. (« Tidal »). Nous effectuons nos opérations sur de nombreux carrefours du marché nord-américain et proposons à nos clients divers services, notamment le transport, le stockage, la gestion de l'approvisionnement, des programmes de couverture et des échanges de produits. Tidal est avant tout une entreprise de commercialisation de marchandises physiques qui s'emploie à tirer parti de la valeur liée aux écarts qualitatifs et temporels ainsi qu'à des écarts liés à l'emplacement lorsque l'occasion se présente. En vue de l'exécution de telles stratégies, le secteur Services énergétiques peut louer des wagons ou des installations d'entreposage et détenir des droits d'engagement ou des droits contractuels sur des pipelines et des installations de stockage appartenant tant à Enbridge qu'à des tiers. Les services de commercialisation de gaz naturel et d'électricité fournis par Tidal visent notamment à optimiser les engagements relativement à certains gazoducs. Tidal fournit aussi à des tiers des services d'approvisionnement, de transport, d'équilibrage et de stockage de gaz, par lesquels elle les fait profiter de son savoir-faire en matière de commercialisation et de l'accès à une capacité de transport.

Concurrence

Le secteur Services énergétiques tire un bénéfice des opérations d'arbitrage qui, par nature, pourraient aussi être effectuées par des concurrents. Toute augmentation sur le marché du nombre de participants concluant des opérations d'arbitrage semblables pourrait avoir une incidence sur nos résultats. Les efforts que nous déployons pour limiter le risque lié à la concurrence passent notamment par la diversification de nos activités de commercialisation, qui consiste à faire des affaires aux principaux carrefours d'échange nord-américains et à nouer des relations à long terme avec la clientèle.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

Le secteur Éliminations et divers comprend des charges d'exploitation et d'administration et des écarts de change qui ne sont attribués à aucun secteur d'exploitation. Il comprend également les activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels à des fins générales.

ASSURANCE

Nos activités comportent de nombreux dangers qui sont inhérents à notre secteur de l'industrie. Nos actifs peuvent être endommagés par suite d'un accident ou d'une catastrophe naturelle. Ces dangers peuvent aussi causer des blessures personnelles ou le décès, des dommages graves ou la destruction d'immobilisations corporelles, de la pollution ou des dommages environnementaux et l'interruption des activités. Nous souscrivons une police d'assurance multirisque qui nous couvre ainsi que nos filiales et sociétés affiliées. Cette assurance comprend diverses protections dont le type, le montant et les dispositions se comparent globalement avec les assurances habituelles dans notre secteur d'activité.

Même si nous considérons que notre protection actuelle répond à nos besoins, nous avons par le passé subi des sinistres ayant entraîné des pertes dépassant la limite alors en vigueur, et rien ne garantit que la même situation ne se reproduira pas. Dans l'éventualité peu probable qu'il se produise plusieurs accidents assurables qui dépassent au total la protection pendant la même période couverte par les assurances, la protection d'assurance totale sera répartie entre nos entités de manière équitable en fonction d'un accord de répartition des protections d'assurance conclu entre nous et nos filiales.

RÉGLEMENTATION OPÉRATIONNELLE ET ÉCONOMIQUE

OLÉODUCS

Réglementation opérationnelle

Les risques liés à la réglementation opérationnelle se rapportent au respect de la réglementation opérationnelle en vigueur édictée par des gouvernements ou des organismes de réglementation; le non-respect de cette réglementation pourrait se traduire par l'imposition d'amendes, de sanctions ou de restrictions sur le plan opérationnel ou par une augmentation généralisée des frais d'exploitation et de conformité.

Le bon état des actifs du secteur Oléoducs fait l'objet de beaucoup d'attention de la part des organismes de réglementation, ce qui pourrait éventuellement accroître les coûts d'exploitation ou limiter les projets futurs. Des modifications éventuelles apportées à la réglementation pourraient avoir une incidence sur nos résultats futurs et sur le coût de construction des nouveaux projets. Nous sommes d'avis que nous atténuons le risque lié à la réglementation opérationnelle en surveillant activement les modifications qui pourraient être apportées aux exigences de la réglementation et en nous informant de ces modifications éventuelles auprès des organismes qui en sont les instigateurs ou par l'intermédiaire d'associations industrielles. Nous élaborons également des plans d'intervention bien mûris pour réagir aux modifications qui pourraient être apportées à la réglementation ou aux mesures d'application s'y rapportant. Nous estimons que l'exploitation sécuritaire et fiable de nos actifs et le respect de la réglementation en vigueur constituent le meilleur moyen de gérer le risque lié à la réglementation opérationnelle, mais il est toujours possible que les organismes de réglementation prennent des décisions unilatérales qui pourraient avoir une incidence financière sur nous.

Aux États-Unis, l'exploitation de nos pipelines inter-États est assujettie aux lois et règlements régissant la sécurité des pipelines, dont l'application relève de la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») du département des Transports. Ces lois et règlements exigent que nous nous conformions à un vaste ensemble d'exigences s'appliquant à la conception, à la construction, à l'entretien et à l'exploitation de nos pipelines inter-États. Ils comprennent entre autres la nécessité de surveiller et d'assurer l'intégrité de nos pipelines. Des règles précisent les pressions de fonctionnement de nos pipelines.

La PHMSA élabore actuellement un processus de vérification de l'intégrité ayant pour but d'établir des normes de validation de la pression de fonctionnement maximale permise et d'améliorer les processus de gestion de l'intégrité et d'en étendre la portée. La PHMSA définira également des normes s'appliquant aux installations de stockage. La manière dont ces normes seront mises en application demeure encore incertaine, mais on s'attend à ce que les modifications se traduisent par des coûts additionnels pour les nouveaux projets de pipeline et ceux déjà en service. Dans un contexte de resserrement de la réglementation, les défaillances des pipelines ou le non-respect de la réglementation applicable pourraient entraîner une réduction des pressions de fonctionnement permises par la PHMSA, ce qui viendrait réduire la capacité disponible de nos pipelines. Si l'un ou l'autre de ces risques se matérialisait, il pourrait avoir une incidence défavorable sur notre exploitation, notre bénéfice, notre situation financière et nos flux de trésorerie.

Au Canada, l'exploitation de nos pipelines est assujettie à la réglementation sur la sécurité des pipelines régie par l'Office ou des organismes de réglementation provinciaux. Les lois et règlements applicables exigent que nous nous conformions à un vaste ensemble d'exigences s'appliquant à la conception, à la construction, à l'entretien et à l'exploitation de nos pipelines. Ce cadre réglementaire comprend entre autres la nécessité de surveiller et d'assurer l'intégrité de nos pipelines.

Comme aux États-Unis, de nombreux changements ont récemment été apportés au Canada à la législation relative à la sécurité des pipelines. Ces changements insistent sur la mise en place de systèmes de gestion dans des domaines comme la gestion des urgences, la gestion de l'intégrité, la sécurité et la protection de l'environnement. D'autres changements législatifs ont accordé à l'Office le pouvoir d'imposer des sanctions administratives pécuniaires en cas de non-conformité au régime de réglementation qu'elle est chargée d'appliquer, ainsi que des exigences en matière de capacité financière en vue de la cessation d'exploitation et en cas de déversement important.

Nous sommes aussi assujettis à nombre de lois et règlements environnementaux qui régissent plusieurs aspects de nos activités actuelles et futures, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, l'évacuation des eaux usées, les déchets solides et les déchets dangereux. Ces lois et règlements exigent généralement que nous obtenions une grande variété de licences, permis et approbations environnementaux et autres et que nous nous soumettions à des inspections.

Aux États-Unis, par exemple, le respect des programmes de la loi intitulée *Clean Air Act* va probablement nous obliger à engager d'importantes dépenses pour l'obtention des permis, l'évaluation des répercussions de nos activités à l'extérieur de nos installations, la mise en place de matériel antipollution et d'autres mesures de conformité. Certains États où nous exerçons des activités imposent de nouvelles limites aux émissions afin de se conformer aux normes nationales de qualité de l'air ambiant de 2008 concernant l'ozone. En 2015, les normes concernant l'ozone ont été abaissées de nouveau, passant de 75 à 70 parties par milliard, ce qui pourrait forcer les États à mettre en œuvre de nouvelles règles sur les émissions. La nature précise des obligations de conformité de chacune de nos installations n'a pas encore été établie de manière définitive et pourrait dépendre en partie des modifications futures apportées à la réglementation. De plus, le respect des nouveaux programmes issus de la réglementation environnementale risque d'entraîner une augmentation considérable de nos charges d'exploitation.

Aux États-Unis, les mesures découlant des changements climatiques sont en évolution au niveau des États, des régions et du gouvernement fédéral. Une décision de la Cour suprême prise en 2007 (Massachusetts c. EPA) a conclu que les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») étaient des polluants soumis à la réglementation de la *Clean Air Act*. Aux termes de la réglementation fédérale, nous sommes actuellement tenus de produire des rapports sur les émissions de GES de nos plus importantes installations, mais nous ne sommes dans l'ensemble assujettis aux limites sur les émissions de GES (sauf si une partie de ces GES comprend des composés organiques volatils et de l'oxyde de diazote). En outre, plusieurs provinces et États ont adopté des mesures régionales relatives aux GES, et certains sont à élaborer leurs propres programmes qui exigeront des réductions des émissions de GES. Les groupes de défense de l'intérêt du public et les organismes de réglementation ciblent de plus en plus les émissions de méthane associées à la mise en valeur et au transport du gaz naturel comme source d'émissions de GES. Toutefois, comme les principales particularités des futurs mécanismes de limitation des GES et de conformité restent à définir, leurs effets éventuels sur nos activités sont hautement incertains.

Le Canada a, pour sa part, confirmé une préférence marquée pour une approche qui s'harmoniserait avec celle des États-Unis. Même si les éléments de la réglementation fédérale relative aux GES sont à venir, les autorités provinciales ont déjà entrepris des projets s'y rapportant.

Le non-respect de la réglementation environnementale pourrait se traduire par l'imposition d'amendes, de sanctions et de mesures d'injonction touchant nos actifs en exploitation. De plus, tout changement apporté aux lois et règlements environnementaux ou la promulgation de nouvelles lois ou de nouveaux règlements pourrait entraîner une importante augmentation de nos coûts de conformité à ces lois et règlements. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver toutes les approbations des organismes de réglementation environnementale nécessaires pour nos actifs en exploitation ou nos projets d'aménagement. Si l'obtention de ces approbations est retardée, si nous ne parvenons pas à les obtenir ou à nous y conformer ou si les lois ou règlements environnementaux changent ou sont mis en application de manière plus stricte, l'exploitation des installations ou l'aménagement de nouvelles installations pourraient être retardés, comporter des coûts additionnels ou ne pas avoir lieu. Nous prévoyons que les coûts futurs que nous engagerons pour nous conformer à la réglementation environnementale auront une incidence considérable sur nos résultats et nos flux de trésorerie.

En raison des perspectives incertaines concernant les politiques du gouvernement fédéral et des États américains, nous ne pouvons pas estimer l'incidence potentielle des politiques proposées à l'égard des GES sur nos résultats d'exploitation consolidés, notre situation financière et nos flux de trésorerie futurs. Toutefois, ces lois et règlements pourraient augmenter considérablement nos charges d'exploitation et exiger d'importantes dépenses en immobilisations ou des demandes de permis additionnels, ce qui pourrait retarder les projets de construction envisagés.

Réglementation économique

Nos oléoducs sont également soumis au risque lié à la réglementation économique. De manière générale, ce risque correspond à la possibilité que des gouvernements ou des organismes de réglementation modifient ou rejettent des accords commerciaux proposés ou déjà conclus, ou encore qu'ils refusent d'accorder les permis et les approbations nécessaires pour les nouveaux projets. Le réseau principal au Canada, le réseau de Lakehead et certains autres oléoducs sont assujettis aux mesures prises par divers organismes de réglementation, notamment l'Office et la FERC, en ce qui concerne les tarifs et les droits. La modification ou le rejet des accords commerciaux, notamment les décisions des organismes de réglementation se rapportant à la structure tarifaire applicable ou la modification de l'interprétation de règlements existants par les tribunaux ou les organismes de réglementation, pourraient avoir un effet défavorable sur nos produits d'exploitation et notre bénéfice. Des retards touchant l'obtention des approbations réglementaires de projets comme notre programme LR3 pourraient se traduire par une augmentation des coûts et des retards dans la construction, ce qui aurait aussi une incidence négative sur nos activités.

Nous sommes d'avis que nous atténuons le risque lié à la réglementation économique en négociant des accords à long terme avec les expéditeurs, accords qui gouvernent la majorité de nos actifs du secteur Oléoducs. Nous faisons aussi participer nos équipes du contentieux et de la réglementation à l'examen des nouveaux projets pour en assurer la conformité avec la réglementation applicable, ainsi qu'à l'établissement des tarifs et des droits sur les nouveaux pipelines et les pipelines actuels. Toutefois, malgré les efforts que nous consacrons à l'atténuation du risque lié à la réglementation économique, le risque qu'un organisme de réglementation révoque un accord à long terme que nous avons conclu avec des expéditeurs ou refuse d'approuver ou de délivrer les permis requis pour les nouveaux projets subsiste toujours.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Réglementation opérationnelle

Les risques réglementaires relatifs au secteur Oléoducs décrits ci-dessus sous Oléoducs s'appliquent également au secteur Transport de gaz et services intermédiaires. De plus, la plupart de nos activités de transport de gaz aux États-Unis sont réglementées par la FERC. La FERC régit le transport du gaz naturel pour le commerce américain inter-États, notamment en fixant les tarifs des services. Elle réglemente aussi la construction des gazoducs et des installations de stockage inter-États aux États-Unis, y compris le prolongement et l'agrandissement des installations et la cessation d'exploitation. Des commissions de réglementation des États surveillent aussi certaines activités. Les gazoducs intra-États transportant ou stockant du gaz naturel pour le commerce inter-États, lorsqu'ils fournissent leurs services aux termes de l'article 311 de la loi intitulée *Natural Gas Policy Act of 1978*, sont assujettis à la réglementation de la FERC. La FERC peut proposer et mettre en œuvre de nouveaux règlements qui concernent les sociétés de transport et de stockage de gaz naturel inter-États, qui font partie de son champ de compétence. Ces nouveaux règlements peuvent aussi toucher certains gazoducs intra-États.

Les activités de SEP et de DCP Midstream sont visées par les pouvoirs de l'Environmental Protection Agency et de divers autres organismes de protection de l'environnement de compétence fédérale, des États ou locale. Nos gazoducs inter-États et certains des pipelines de collecte et de transport de DCP Midstream sont aussi assujettis à la réglementation du département des Transports en ce qui concerne la sécurité des pipelines.

Les pipelines de gaz naturel et de LGN intra-États que nous détenons et que DCP Midstream détient sont visés par la réglementation des États. Par contre, les activités de collecte et de traitement de gaz naturel de DCP Midstream ne le sont pas.

Nos activités canadiennes sont régies par divers organismes fédéraux et provinciaux en ce qui concerne la sécurité des pipelines, notamment l'Office et le Bureau de la sécurité des transports, la British Columbia Oil and Gas Commission, l'Alberta Energy Regulator et la Technical Standards and Safety Authority de l'Ontario.

Nos activités de transport et de distribution de gaz naturel et environ les deux tiers de nos activités de stockage au Canada sont assujetties à la réglementation de l'Office ou d'un organisme provincial du Canada, comme la CÉO. Ces organismes disposent de pouvoirs semblables à ceux de la FERC en ce qui a trait aux tarifs réglementés, aux modalités de service, à la construction d'installations additionnelles et aux acquisitions. Dans l'Ouest canadien, notre gazoduc et nos services aux champs gaziers en Colombie-Britannique sont réglementés par l'Office selon un cadre de réglementation douce aux termes duquel l'Office agit en cas de plainte concernant les tarifs associés à ces activités. De même, les tarifs pratiqués par notre unité Transport de gaz et services intermédiaires au Canada pour les services de collecte et de traitement rendus dans l'Ouest canadien sont régis en cas de plainte par l'organisme de réglementation provincial approprié.

DISTRIBUTION DE GAZ

Réglementation économique

Nos services publics de distribution de gaz sont réglementés entre autres par la CÉO et la CESP. Les mesures futures des organismes de réglementation pourraient différer des attentes, et les changements futurs apportés aux lois pourraient avoir une incidence sur les divers cadres réglementaires dans lesquels nous menons nos activités. Si les mesures futures d'un organisme de réglementation diffèrent des attentes actuelles, le moment et le montant des recouvrements ou des remboursements comptabilisés dans l'état consolidé de la situation financière ou qui l'auraient été en l'absence des effets de la réglementation pourraient différer des montants qui seront recouverts ou remboursés.

Nous tentons d'atténuer le risque lié à la réglementation économique. Pour ce faire, nous avons engagé du personnel professionnel spécialisé et nous entretenons d'étroites relations avec les clients, les intervenants et les organismes de réglementation. Les modalités des tarifs négociés font l'objet d'un examen de la part de nos équipes du contentieux, de la réglementation et des finances.

Enbridge Gas Distribution

Approuvé en 2014, le régime de rémunération incitative (« régime de RI ») adapté pour cinq ans fixe les tarifs de distribution et nous procure une certaine stabilité, puisque cette entente à long terme conclue avec la CÉO nous permet de recouvrer nos dépenses en immobilisations prévues tout en nous offrant la possibilité de dégager des profits supérieurs au RCP permis par la CÉO. Aux termes du régime de RI adapté, nous avons le droit de recouvrer, sur approbation de la CÉO, certains coûts qui se révèlent indépendants de la volonté de la direction, mais qui sont nécessaires au maintien des services. Le régime de RI adapté prévoit aussi un mécanisme de réévaluation et le rétablissement d'une structure fondée sur le coût du service si des développements imprévus importants viennent menacer l'adéquation du régime de RI adapté.

Union Gas

Depuis 2014, les tarifs de distribution sont établis en vertu d'un cadre de réglementation incitative quinquennal fondé sur une méthode de plafonnement des prix. Ce cadre fixe les nouveaux tarifs au début de chaque année par le truchement d'une formule de tarification plutôt qu'au terme d'un examen des prévisions de produits et de coûts. Le cadre prévoit des hausses de tarif annuelles en fonction de l'inflation, minorées par un facteur de productivité, ainsi que des hausses ou des baisses de tarif dans la catégorie des clients de petit volume en fonction de l'augmentation ou de la diminution de l'utilisation moyenne, et certains ajustements aux tarifs de base. Il permet en outre l'intégration continue des coûts liés au gaz, au transport en amont et à la gestion de la demande; l'intégration supplémentaire des coûts associés aux importantes dépenses en immobilisations et à certaines fluctuations des combustibles; une provision pour les variations de coûts inattendues qui sont indépendantes de la volonté de la direction; un partage égal des modifications fiscales entre Union Gas et ses clients; ainsi que la possibilité de dégager des profits supérieurs au RCP permis par la CÉO.

Réglementation environnementale

Nos employés, activités et installations sont soumis aux lois fédérales, provinciales et municipales qui régissent la protection de l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des travailleurs. Sur le plan de l'environnement, ces lois ont principalement trait aux rejets atmosphériques, dans les eaux ou dans le sol, à la gestion et à l'enlèvement des déchets solides et dangereux, aux nappes d'eau souterraine et aux sols contaminés ainsi qu'à l'évaluation des sites contaminés.

L'exploitation de nos réseaux de distribution de gaz et de nos installations connexes s'accompagne d'un risque d'incidents, de conditions anormales de fonctionnement ou d'autres événements imprévus qui pourraient entraîner des déversements ou des émissions dans l'environnement surpassant les niveaux autorisés. Ces événements pourraient occasionner des blessures aux membres de notre personnel ou de la population, des amendes, des pénalités, des effets néfastes pour l'environnement où nous exerçons nos activités et des dommages matériels. Nous pourrions aussi un jour être tenus responsables de la contamination environnementale (du sol et de l'eau souterraine) causée par les activités passées ou présentes de nos installations.

Outre l'exploitation de nos réseaux de distribution de gaz, nous exerçons aussi certaines activités non réglementées, notamment de petites installations de production et de stockage de pétrole et d'eau hypersaline dans le sud-ouest de l'Ontario. Le risque environnemental associé à ces installations vient de l'éventualité qu'il se produise un déversement, un rejet ou une fuite. En cas de déversement accidentel, des mesures d'assainissement du lieu seraient nécessaires. Nous pourrions aussi devoir payer des amendes, engager des charges ou nous conformer à des ordonnances en vertu des lois environnementales, et des propriétaires fonciers pourraient nous présenter des réclamations.

Pour exercer leurs activités, nos réseaux de distribution de gaz et nos autres activités doivent obtenir un certain nombre d'approbations et de permis environnementaux de la part des autorités gouvernementales. Par conséquent, nos installations font l'objet d'inspections périodiques. Un rapport sommaire doit être soumis par écrit une fois l'an au ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique (« MEACC ») de l'Ontario, dans lequel nous devons démontrer que nous sommes en règle en ce qui concerne les approbations environnementales. Le non-respect de la réglementation pourrait occasionner la suspension de nos activités, des amendes, des pénalités ou encore des ordonnances nous enjoignant de nous procurer des technologies supplémentaires de contrôle de la pollution ou de procéder à des mesures d'assainissement, etc. La réglementation et les exigences environnementales s'étant resserrées, le coût de conformité et le temps requis pour obtenir les approbations ont considérablement augmenté.

Le 1^{er} janvier 2017 est entré en vigueur, en Ontario, un programme de plafonnement et d'échange de quotas d'émission. Selon la réglementation qui établit ce programme, EGD et Union Gas (ensemble, nos services publics) doivent acheter des quotas ou crédits d'émission pour la plus grande partie de l'utilisation de gaz naturel de leurs clients de même que pour les émissions causées par leurs propres activités. Le processus est complexe; il suppose une surveillance constante du marché du carbone et des politiques en matière de changement climatique et d'émissions de carbone qui l'encadrent, non seulement en Ontario, mais aussi, à compter du 1^{er} janvier 2018, sur d'autres territoires dont le programme a été intégré depuis peu avec celui de l'Ontario, à savoir la Californie et le Québec. Cette intégration réalisée par l'Ontario s'est accompagnée de plusieurs modifications apportées à la réglementation du programme de plafonnement et d'échange de quotas d'émission de GES au cours de l'année 2017, et crée un marché plus vaste et plus liquide pour les quotas et les crédits d'émission, ce qui pourrait contribuer à abaisser les coûts de conformité pour nos clients. Cependant, le non-respect de la réglementation ou la modification imprévue des politiques pourraient entraîner des variations importantes du coût de la conformité. Nous devons donc suivre de près ce dossier pour nous assurer que nous en saisissons toutes les répercussions.

Conformément au programme de plafonnement et d'échange de la CÉO, nos services publics ont présenté leur plan de conformité respectif en 2017 et reçu par la suite l'assentiment de la CÉO et l'approbation du recouvrement des coûts dans les tarifs de 2017. Nos services publics s'affairent à défendre le plan de conformité respectif qu'ils ont déposé pour 2018. La CÉO a approuvé le recours aux tarifs définitifs de 2017 pour le recouvrement en 2018 des coûts de conformité au programme de plafonnement et d'échange jusqu'à qu'une décision contraire intervienne. Par ailleurs, le programme de plafonnement et d'échange de la CÉO stipule que nos services publics doivent soumettre leur plan de conformité pour 2019-2020 et un rapport annuel résumant les résultats de 2017 d'ici le 1^{er} août 2018. Les plans de conformité exposent en détail la façon dont nos services publics entendent s'acquitter de leurs obligations de conformité en matière d'émission de carbone au moyen de l'achat ou de la compensation de quotas d'émission ainsi que de projets de réduction des émissions de leurs installations considérés comme rentables. Par l'élaboration de plans prudents et réfléchis et leur exécution dans les règles de l'art, nos services publics pourront atténuer au mieux le risque de voir rejeter leurs coûts à recouvrer.

Comme pour les années précédentes, en 2017 nos services publics ont déclaré leurs émissions de GES au MEACC de l'Ontario et à plusieurs programmes de déclaration volontaire. Les émissions en provenance de sources de combustion situées en Ontario ont été vérifiées en détail par un vérificateur agréé indépendant qui n'a décelé aucune erreur dans les déclarations. Par ailleurs, les émissions provoquées par la ventilation et les émissions fugitives de nos installations et nos activités de distribution du gaz naturel proprement dites ont été déclarées au MEACC pour la première fois en 2017, conformément au Règlement de l'Ontario 143/16, intitulé Quantification, déclaration et vérification des émissions de GES selon les méthodes de quantification normalisées ON. 350 et ON. 400, respectivement. Nos services publics continuent de surveiller l'évolution de la situation et participent à des consultations d'intervenants en Ontario.

Nos services publics emploient des processus et des systèmes de gestion des données sur les émissions pour recueillir les données servant à l'établissement de leurs déclarations volontaires et obligatoires. Les méthodes de quantification et les facteurs d'émission seront continuellement actualisés dans les systèmes. Chacun de nos services publics publie ses émissions de GES et s'est doté d'une procédure interne pour déclarer mensuellement les données liées aux GES se rapportant au programme de plafonnement et d'échange. Ensemble, nos services publics continuent de collaborer avec les associations sectorielles pour affiner les méthodes de quantification et les facteurs d'émission de même que pour établir des pratiques exemplaires visant la réduction des émissions. Leurs plans de réduction des émissions pour 2018 sont exposés dans la section sur la réduction des émissions des installations de leur plan de conformité respectif.

EMPLOYÉS

Nous avons environ 12 700 employés au 31 décembre 2017, dont 8 500 au Canada. Environ 1 800 de nos employés sont assujettis à des conventions collectives qui régissent leurs conditions d'emploi. Environ 48 % de ces employés sont couverts par des conventions qui sont expirées ou expireront d'ici au 31 décembre 2018. Des négociations en vue du renouvellement des conventions collectives expirées ou sur le point de l'être sont en cours. Nous entretenons des relations de longue date avec les syndicats qui représentent nos travailleurs; par le passé, les deux parties se sont montrées déterminées à renouveler les conventions collectives sans entraîner d'interruption des activités.

HAUTS DIRIGEANTS ET AUTRES MEMBRES DE LA DIRECTION

Le tableau ci-dessous contient des renseignements sur nos hauts dirigeants et d'autres membres de la direction.

<u>Nom</u>	<u>Âge</u>	<u>Titre</u>
Al Monaco	58	Président et chef de la direction
John K. Whelen	58	Vice-président directeur et chef des finances
Cynthia L. Hansen	53	Vice-présidente directrice, Services publics et électricité
D. Guy Jarvis	54	Vice-président directeur, Oléoducs
Byron C. Neiles	52	Vice-président directeur, Services de l'entreprise
Robert R. Rooney	61	Vice-président directeur et chef du contentieux
William T. Yardley	53	Vice-président directeur et président, Transport de gaz et services intermédiaires
Vern D. Yu	51	Vice-président directeur et chef de l'expansion des affaires
Allen C. Capps	47	Vice-président et chef de la comptabilité

Al Monaco est président et chef de la direction depuis le 1^{er} octobre 2012. Il est aussi membre du conseil d'administration d'Enbridge. Avant d'être nommé président d'Enbridge, M. Monaco a occupé le poste de président, Gazoducs, énergie verte et activités internationales. À ce titre, il était responsable de la croissance et de l'exploitation de nos gazoducs, y compris les activités de collecte et de traitement aux États-Unis, de nos actifs extracôtiers de la côte américaine du golfe du Mexique et de nos investissements dans Alliance, Vector et Aux Sable, ainsi que de l'expansion des affaires et des activités d'investissement à l'échelle internationale et des sources d'énergie verte.

John K. Whelen est vice-président directeur et chef des finances d'Enbridge depuis le 15 octobre 2014. Auparavant vice-président principal et contrôleur, M. Whelen a conservé la direction de la fonction de communication de l'information financière, tout en assumant la responsabilité des fonctions de fiscalité et de trésorerie. M. Whelen fait partie de l'équipe d'Enbridge depuis 1992, puisqu'il occupait alors le poste de directeur responsable de la trésorerie pour Consumers Gas (maintenant EGD).

Cynthia L. Hansen est vice-présidente directrice, Services publics et électricité depuis le 27 février 2017. Mme Hansen est responsable de la direction générale et de l'exploitation d'EGD et d'Union Gas, ainsi que d'Enbridge Gas New Brunswick Inc. et de Gazifère. Elle est aussi chargée de superviser l'exploitation de nos actifs de production d'électricité, qui comprennent actuellement nos participations dans des actifs d'énergie renouvelable éolienne, solaire, géothermique et hydroélectrique, ainsi que des installations de récupération de chaleur et des lignes de transport d'électricité que nous détenons en totalité ou en partie.

D. Guy Jarvis est vice-président directeur, Oléoducs et grands projets depuis le 2 mai 2016. M. Jarvis est président de notre groupe Oléoducs depuis le 1^{er} mars 2014. À ce titre, il est responsable de toutes les activités liées aux pipelines de pétrole brut et de liquides en Amérique du Nord. M. Jarvis a auparavant occupé le poste de chef des activités commerciales pour le groupe Oléoducs, où il était chargé des services stratégiques et intégrés, du service à la clientèle, des finances, de la prospection de la clientèle et du développement des marchés. Avant d'occuper ce poste, M. Jarvis a été président, Distribution de gaz où il assurait la direction générale d'EGD, d'Enbridge Gas New Brunswick Inc. et de Gazifère.

Byron C. Neiles est vice-président directeur, Services de l'entreprise depuis le 2 mai 2016. M. Neiles supervise les groupes Technologies de l'information, Ressources humaines, Immobilier et services en milieu de travail, Gestion de la chaîne d'approvisionnement, Sécurité et fiabilité de l'exploitation et Aviation. M. Neiles a auparavant occupé le poste de vice-président principal, Grands projets, Sécurité et fiabilité de l'exploitation et aussi celui de vice-président principal, Grands projets depuis 2011, après s'être joint à ce groupe en avril 2008.

Robert R. Rooney est vice-président directeur et chef du contentieux depuis le 1^{er} février 2017. M. Rooney dirige l'équipe du contentieux pour toute l'entreprise ainsi que le groupe Affaires publiques et communications (y compris la responsabilité sociale de l'entreprise).

William T. Yardley est vice-président directeur et président de Transport de gaz et services intermédiaires depuis le 27 février 2017. M. Yardley a aussi été président et président du conseil de SEP. Installé à Houston, M. Yardley a auparavant été président de l'entreprise américaine de transport et de stockage de Spectra Energy, où il dirigeait la prospection de clientèle, la réalisation de projets, l'exploitation et les mesures liées à l'environnement, à la santé et à la sécurité associées au portefeuille américain d'actifs de Spectra Energy.

Vern D. Yu est vice-président directeur et chef de l'expansion des affaires depuis le 2 mai 2016. M. Yu dirige l'équipe d'expansion des affaires de l'entreprise. À ce titre, il saisit des occasions de croissance tout en établissant les paramètres de répartition du capital et la composition du portefeuille. M. Yu supervise aussi notre groupe Services énergétiques (Tidal). Auparavant, M. Yu a occupé le poste de vice-président principal, Planification d'entreprise et chef de la prospection de la clientèle. Il est à la tête de l'équipe d'expansion des affaires depuis le 1^{er} juillet 2014.

Allen C. Capps est vice-président et chef de la comptabilité d'Enbridge. M. Capps est responsable des activités comptables et de la communication de l'information financière, autant en interne qu'en externe. Avant d'accepter ce poste en 2017, M. Capps a été vice-président et contrôleur de Spectra Energy, où il était responsable des fonctions de comptabilité financière et de communication de l'information.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires sur Enbridge figurent sur notre site Web à l'adresse www.enbridge.com, sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site EDGAR à l'adresse www.sec.gov. Ces renseignements sont rendus publics conformément aux exigences prévues par la loi et ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10K. Nous mettons gratuitement à la disposition des lecteurs, par l'intermédiaire de notre site Web, les rapports annuels sur formulaire 10-K, les rapports trimestriels sur formulaire 10-Q et les rapports courants sur formulaire 8-K ainsi que les modifications de ces rapports déposés ou fournis conformément à l'alinéa 13(a) ou 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934* ainsi que les circulaires de sollicitation de procurations dès qu'il est raisonnablement possible de le faire après le dépôt électronique de ces documents ou leur remise à la SEC. Les rapports, les circulaires de sollicitation de procurations et d'autres renseignements déposés auprès de la SEC peuvent aussi être obtenus sur le site Web de la SEC (www.sec.gov) ou en se rendant au centre de documentation de la SEC à l'adresse 100 F Street, N.E., Washington D.C. 20549 ou en appelant au 1-800-SEC-0330.

ENBRIDGE ENERGY PARTNERS, L.P. ET ENBRIDGE ENERGY MANAGEMENT, L.L.C.

Des renseignements supplémentaires sur EEP et Enbridge Energy Management, L.L.C. se trouvent dans leur rapport annuel sur formulaire 10-K déposé auprès de la SEC. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur EEP et Enbridge Energy Management, L.L.C. et sont disponibles sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov. Aucune partie des formulaires 10-K déposés par EEP et Enbridge Energy Management, L.L.C. n'est, sauf indication contraire, incorporée par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.

Des renseignements supplémentaires sur EGD se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur EGD et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

ENBRIDGE INCOME FUND

Des renseignements supplémentaires sur le fonds se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion, ainsi que dans les états financiers et le rapport de gestion d'EIPLP, au 31 décembre 2017 et pour l'exercice clos à cette date, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur le fonds et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com sous le profil du fonds. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

ENBRIDGE INCOME FUND HOLDINGS INC.

Des renseignements supplémentaires sur ENF se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur ENF et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

ENBRIDGE PIPELINES INC.

Des renseignements supplémentaires sur EPI se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur EPI et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

SPECTRA ENERGY PARTNERS, L.P.

Des renseignements supplémentaires sur SEP se trouvent dans son rapport annuel sur formulaire 10-K déposé auprès de la SEC. Ce document contient des renseignements détaillés sur SEP et est disponible sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov. Aucune partie du formulaire 10-K déposé par SEP n'est, sauf indication contraire, incorporée par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

UNION GAS LIMITED

Des renseignements supplémentaires sur Union Gas se trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur Union Gas et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

WESTCOAST ENERGY INC.

Des renseignements supplémentaires sur WestCoast Energy Inc. e trouvent dans sa notice annuelle, ses états financiers et son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui ont été déposés auprès des commissions des valeurs mobilières ou d'un organisme similaire dans chacune des provinces du Canada. Ces documents contiennent des renseignements détaillés sur WestCoast Energy Inc. et sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. Ces documents ne sont pas, sauf indication contraire, incorporés par renvoi au présent rapport annuel sur formulaire 10-K.

RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE

La réalisation de nos projets d'immobilisations nous expose à divers risques liés à la réglementation, à l'aménagement, à l'exploitation et au marché qui pourraient avoir une incidence sur nos résultats financiers.

Notre capacité à mener à bien la réalisation de nos projets de croissance interne est assujettie à divers risques liés à la réglementation, à l'aménagement, à l'exploitation et au marché, notamment les suivants :

- la capacité d'obtenir les approbations et les permis nécessaires des gouvernements et des organismes de réglementation en temps voulu et à des conditions acceptables ainsi que de conserver les approbations et les permis obtenus et de respecter les conditions qui s'y rattachent;
- les éventuels changements apportés aux lois et aux règlements par le gouvernement fédéral, les États, les provinces et les autorités locales, y compris aux exigences environnementales, qui pourraient empêcher la poursuite d'un projet ou en accroître les coûts;
- des entraves à notre capacité d'acquérir ou de renouveler les emprises et les droits fonciers en temps voulu et à des conditions acceptables;
- l'opposition à nos projets par des tiers, notamment les groupes d'intérêts spéciaux;
- la disponibilité de la main-d'œuvre qualifiée, du matériel et des matériaux nécessaires à l'achèvement des projets;
- la capacité de construire les projets en respectant les coûts prévus, notamment le risque de dépassement de coûts découlant de l'inflation ou de la hausse du coût du matériel, des matériaux ou de la main-d'œuvre, de l'inexécution par des sous-traitants ou des fournisseurs de leurs obligations, des conditions météorologiques ou géologiques ou d'autres facteurs indépendants de notre volonté, qui pourraient être importants;
- des facteurs économiques généraux qui ont une incidence sur la demande liée à nos projets;
- la capacité de trouver le financement nécessaire pour ces projets d'immobilisations.

L'un ou l'autre de ces risques pourrait empêcher la poursuite d'un projet, en retarder l'achèvement ou en accroître les coûts. Le tronçon américain du programme L3R (« programme L3R aux États-Unis ») et NEXUS font partie des projets récents qui ont subi des retards. Au quatrième trimestre de 2016, nous avons établi que le projet Northern Gateway ne pouvait pas être réalisé comme prévu. De nouveaux projets pourraient ne pas produire le rendement attendu, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos résultats financiers et compromettre notre capacité à obtenir des projets futurs.

Des cyberattaques ou des atteintes à la sécurité pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Nos activités dépendent de systèmes d'information et d'autres technologies numériques pour le contrôle de nos usines et pipelines, le traitement des opérations et la consolidation des données et la production des résultats d'exploitation. Le traitement, la conservation et la transmission sécurisés de l'information sont essentiels à nos activités. Toute atteinte à la sécurité de notre réseau ou de nos systèmes pourrait se traduire par le fonctionnement inadéquat de nos actifs, y compris éventuellement des retards dans la livraison ou la disponibilité des produits pour nos clients, la contamination ou la dégradation des produits que nous transportons, stockons ou distribuons, ou le déversement de produits contenant des hydrocarbures dont nous pourrions être tenus responsables. De plus, nous recueillons et stockons des données sensibles dans le cours normal de nos activités, notamment les renseignements d'identification personnelle de nos employés ainsi que nos renseignements d'affaires exclusifs et ceux de nos clients, fournisseurs, investisseurs et autres parties prenantes. Un cadre de contrôle de la cybersécurité a été mis en place; il a été élaboré sur la base du cadre de cybersécurité du National Institute of Standards and Technology et de la norme 27001 de l'Organisation internationale de normalisation. Nous surveillons l'efficacité du fonctionnement de nos contrôles dans un contexte de multiplication des menaces et prenons constamment des mesures pour renforcer notre sécurité. Nous avons mis sur pied un centre des activités liées à la sécurité qui veille vingt-quatre heures sur vingt-quatre à la surveillance, à la détection et à l'examen de toute activité anormale sur notre réseau. Nous avons aussi élaboré un processus d'intervention en cas d'incident et effectuons chaque mois une simulation. Nous effectuons

périodiquement des audits de cybersécurité et des tests d'infiltration indépendants pour vérifier que nos contrôles de prévention et de détection fonctionnent correctement. Malgré nos mesures de sécurité, nos systèmes d'information pourraient être la cible de cyberattaques ou d'atteintes à la sécurité (y compris les erreurs, méfaits ou autres des employés) pouvant compromettre notre réseau ou nos systèmes et entraîner la divulgation ou la perte des données qu'ils contiennent, l'appropriation illicite d'actifs, la perturbation de nos activités ou des dommages à nos installations. Nos polices d'assurance actuelles ne contiennent pas de protection particulière contre les cyberattaques ou les atteintes à la sécurité. Par suite d'une cyberattaque ou d'une atteinte à la sécurité, nous pourrions également être tenus responsables aux termes des lois qui protègent la confidentialité des renseignements personnels, nous voir imposer des pénalités par les organismes de réglementation, subir une atteinte à notre réputation ou la perte de la confiance des consommateurs dans nos produits et services ou devoir payer des coûts supplémentaires pour la remise en état et la modification ou l'amélioration de nos systèmes d'information afin d'empêcher d'autres incidents de survenir, tous ces facteurs pouvant avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Toute altération de notre réputation auprès des parties prenantes, des groupes d'intérêts spéciaux, des dirigeants politiques, des médias ou d'autres entités pourrait avoir des répercussions défavorables sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Une altération de notre réputation auprès des parties prenantes, des groupes d'intérêts spéciaux (y compris les organisations non gouvernementales), des dirigeants politiques, des médias ou d'autres entités pourrait avoir des répercussions défavorables sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers. L'opinion publique peut être influencée par le portrait négatif du secteur dans lequel nous exerçons nos activités brossé par certains médias et groupes d'intérêts spéciaux ainsi que par leur opposition à des projets d'aménagement tels que le réseau Bakken. Les incidences éventuelles d'une opinion publique négative peuvent comprendre :

- la perte de clientèle,
- la perte de la capacité à profiter d'occasions de croissance,
- des retards dans l'exécution des projets,
- des poursuites,
- un resserrement de la surveillance de la part des organismes de réglementation ou des délais d'approbation,
- la perte de la capacité à embaucher et à retenir le personnel le plus talentueux.

Nous sommes également exposés au risque de coûts plus élevés, de retards ou même d'annulations de projets en raison des pressions accrues exercées sur les gouvernements et les organismes de réglementation par des groupes d'intérêts spéciaux. En raison de décisions rendues récemment par les tribunaux, les groupes d'intérêts spéciaux sont maintenant davantage en mesure de présenter des revendications et de s'opposer à des projets dans des enceintes réglementaires et judiciaires. Outre les questions soulevées par des groupes préoccupés par les répercussions précises de certains projets, nous faisons face, tout comme d'autres entreprises énergétiques et pipelinières, à l'opposition d'organisations qui élèvent des objections à la mise en valeur des sables bitumineux et à l'expédition de la production des régions des sables bitumineux.

L'exploitation de pipelines comporte de nombreux risques qui pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales et nos résultats financiers.

L'exploitation de réseaux pipeliniers complexes et d'installations de collecte, de traitement, de stockage et de transformation comporte plusieurs risques, dangers et incertitudes. Ceux-ci comprennent les conditions météorologiques défavorables, les accidents, le bris ou la défaillance du matériel ou des processus, un rendement des installations inférieur aux niveaux attendus de capacité et d'efficacité et des catastrophes comme les explosions, les incendies, les tremblements de terre, les ouragans, les inondations, les glissements de terrain ou d'autres événements similaires indépendants de notre volonté. Ces catastrophes pourraient provoquer la perte de vies humaines, d'importants dommages aux biens, de la pollution environnementale et la perturbation de nos activités. Tous ces facteurs pourraient en outre

causer des pertes substantielles que les assurances ne suffiraient pas nécessairement à couvrir ou pour lesquelles aucune assurance n'a pu être souscrite et dont nous serions tenus responsables en partie ou en totalité. Nous avons connu de tels événements par le passé, notamment en 2010 sur les canalisations 6A et 6B du réseau de Lakehead, comme il est décrit à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*.

Nous pourrions en outre être assujettis à des amendes et pénalités considérables imposées par les organismes de réglementation par suite de tels événements. Les accidents écologiques peuvent entraîner un accroissement des frais d'exploitation et d'assurance pour nos actifs, d'où une incidence négative sur les résultats. Un accident écologique peut avoir des répercussions persistantes sur notre réputation et compromettre notre capacité à travailler avec diverses parties prenantes. Dans le cas des pipelines et des installations de stockage situés près de zones habitées, notamment les quartiers résidentiels, les centres d'affaires et commerciaux, les zones industrielles et d'autres emplacements de rassemblement public, les dommages résultant de ces catastrophes pourraient être plus grands.

Nos actifs ont été construits sur plusieurs décennies, et leur âge varie, ce qui pourrait causer une augmentation des coûts d'inspection, d'entretien ou de réparations futures.

Nos pipelines ayant été construits sur plusieurs décennies, ils n'ont pas tous le même âge. Les pipelines sont généralement des actifs à long terme, et les techniques de construction et de revêtement des pipelines ont changé au fil du temps. Selon l'époque où ils ont été construits, certains actifs doivent faire l'objet d'inspections plus fréquentes, ce qui pourrait accroître les dépenses d'entretien et de réparation futures. Toute augmentation importante de ces dépenses pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Une interruption de service pourrait avoir une incidence importante sur nos activités et se répercuter défavorablement sur nos résultats financiers, nos relations avec les parties prenantes et notre réputation.

Une interruption de service en raison d'une panne d'électricité majeure ou d'un arrêt de l'approvisionnement de fournitures pourrait avoir une incidence considérable sur nos activités et se répercuter défavorablement sur nos résultats financiers, nos relations avec les parties prenantes et notre réputation. En particulier, pour le secteur Distribution de gaz, toute interruption prolongée pourrait avoir une incidence sur les clients du réseau de distribution de gaz. Les interruptions qui frapperaient nos services de transport de pétrole brut pourraient avoir une incidence négative sur les activités et les résultats des expéditeurs, qui dépendent de nos services pour acheminer leurs produits jusqu'aux points de commercialisation ou pour respecter leurs propres accords contractuels.

Nos activités comportent des risques liés à la sécurité du public et de nos employés et sous-traitants.

Plusieurs de nos réseaux de pipelines et de distribution et les actifs s'y rapportant sont exploités à proximité de zones densément peuplées et un accident majeur pourrait causer des blessures à des personnes du public. En outre, étant donné les dangers naturels inhérents à nos activités, nos employés et sous-traitants sont exposés à des risques menaçant leur sécurité physique. Un accident compromettant la sécurité du public ou une blessure à un de nos employés ou sous-traitants pourrait nuire à notre réputation et entraîner des coûts de réparations importants et des frais d'exploitation et d'assurance de nos actifs plus élevés.

Nos projets de transformation peuvent échouer à produire l'ensemble des résultats prévus.

Nous avons lancé en 2016 des projets de transformation de divers processus, fonctionnalités et systèmes d'information afin d'accroître l'efficacité et l'efficience de toute l'entreprise. Le risque lié à ces projets de transformation réside dans la possibilité que la modernisation entamée par nos filiales et nous ne produise pas les résultats escomptés parce que nous n'aurions pas réduit suffisamment les risques liés à l'exécution des projets et à la gestion du changement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers, notre exploitation et notre réputation.

Toute perte de valeur de nos actifs, dont les écarts d'acquisition, les immobilisations corporelles, les actifs incorporels et les participations comptabilisées à la valeur de consolidation, pourrait réduire nos résultats.

Selon les PCGR, nous devons soumettre certains actifs à un test de dépréciation sur une base annuelle ou lorsque que des faits ou des circonstances indiquent que la valeur comptable de ces actifs pourrait s'être dépréciée. Le résultat de ce test pourrait se traduire par la comptabilisation d'une perte de valeur de nos actifs, dont nos écarts d'acquisition, nos immobilisations corporelles, nos actifs incorporels et nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. En outre, toute monétisation d'un actif pourrait donner lieu à une perte de valeur si l'actif était vendu ou autrement échangé pour un montant inférieur à sa valeur comptable. Si nous établissions qu'il y a eu perte de valeur, nous devrions imputer immédiatement une charge hors trésorerie en diminution du bénéfice.

Nos actifs sont assujettis à des risques liés à l'utilisation.

En ce qui a trait à nos actifs du secteur Oléoducs, nous sommes soumis au risque lié au débit en raison de l'ETC qui régit le réseau principal au Canada, ainsi qu'en raison de certaines ententes tarifaires applicables à d'autres actifs du secteur, comme le réseau de Lakehead. Toute diminution des volumes transportés est susceptible de se répercuter directement et défavorablement sur nos produits d'exploitation et nos résultats. L'évolution des variables fondamentales qui sous-tendent le marché, l'engorgement de la capacité, les incidents opérationnels, les restrictions imposées par les organismes de réglementation, l'entretien des systèmes et la concurrence grandissante sont autant de facteurs qui influent sur l'utilisation de nos actifs. Les variables fondamentales sur les marchés, comme les prix des marchandises et les écarts de prix, les conditions météorologiques, le prix de l'essence et sa consommation, les sources d'énergie de substitution et les perturbations que peut subir l'offre mondiale sont autant de facteurs indépendants de notre volonté qui peuvent influencer sur l'offre et la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés par nos oléoducs.

Dans le cas de nos actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires, la dynamique de l'offre et de la demande de gaz évolue constamment à mesure que de nouveaux champs de gaz de schiste non classique sont mis en valeur. L'augmentation de l'offre de gaz naturel s'est traduite par des baisses des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Face à cette situation, les producteurs se sont tournés vers l'extraction du gaz dans des zones de gaz plus riche ou humide, c'est-à-dire à teneur plus élevée en LGN. Il s'en est suivi un ralentissement des activités ciblant les champs de gaz sec et une offre excédentaire de capacité de transport par gazoduc dans certaines zones, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits et nos résultats.

Pour nos actifs du secteur Distribution de gaz, les factures présentées aux clients sont établies selon un montant fixe et en fonction du volume consommé; aussi la capacité d'EGD et d'Union Gas de recouvrer le montant total de leurs besoins en produits respectifs (le coût de la prestation du service, y compris un rendement raisonnable pour l'entreprise de services publics) dépend de la réalisation des prévisions du volume de distribution prises en compte dans le processus d'établissement de la tarification. La probabilité d'atteindre ce volume est fonction de quatre variables clés : les conditions météorologiques, la conjoncture économique, le prix des produits énergétiques concurrents et le nombre de nouveaux clients. Les conditions météorologiques ont une forte incidence sur les volumes de transport, puisqu'un grand nombre des clients d'EGD et d'Union Gas utilisent du gaz naturel pour le chauffage. Le volume de distribution peut également subir l'incidence d'une utilisation accrue des écotecnologies et de la construction d'immeubles toujours plus écoénergétiques, facteurs qui continuent d'exercer des pressions à la baisse sur la consommation. En outre, les efforts d'économie d'énergie déployés par les clients contribuent à faire baisser la consommation moyenne annuelle. EGD et Union Gas disposent de comptes de report approuvés par la CÉO qui leur procurent une protection réglementaire contre les effets sur la marge du recul de la consommation annuelle moyenne causé par les efficacités et les mesures d'économie d'énergie des consommateurs. Les ventes et les services de transport auprès de clients commerciaux et industriels, qui consomment beaucoup de gaz naturel, sont plus sensibles à la conjoncture. De même, comme certains de ces clients peuvent se tourner vers des combustibles de rechange, le prix des sources d'énergie concurrentes influe sur les volumes de distribution sur ces marchés. Même dans les cas où EGD et Union Gas atteignent leur volume de distribution prévisionnel total respectif, il se peut que d'autres facteurs les empêchent d'obtenir le RCP prévu, notamment

la répartition entre les secteurs résidentiel et commercial, qui dégagent de meilleures marges, et le secteur industriel, dont les marges sont plus faibles. EGD et Union Gas demeurent exposées au risque d'écart entre les volumes réels et les importants volumes commerciaux et industriels prévus aux contrats.

Le bénéfice tiré des actifs du secteur Énergie verte et transport est largement tributaire des conditions météorologiques et atmosphériques, de même que de la disponibilité opérationnelle constante des actifs de production d'électricité qui sous-tendent ce secteur. Les prévisions de rendements énergétiques des projets du secteur sont fondées sur des données historiques à long terme, mais les ressources éoliennes et solaires sont soumises aux variations naturelles d'une année à l'autre et d'une saison à l'autre. Une réduction prolongée de la production des ressources éoliennes et solaires à l'une ou l'autre des installations du secteur Énergie verte et transport pourrait entraîner une diminution de notre bénéfice et de nos flux de trésorerie. De plus, toute inefficacité ou interruption de production des installations de ce secteur occasionnée par des perturbations de leur exploitation ou des défaillances en raison des conditions météorologiques ou d'autres facteurs pourrait se répercuter sur les résultats.

L'électricité produite à partir des actifs du secteur Énergie verte et transport est souvent vendue à une contrepartie unique en vertu de contrats d'achat d'énergie ou d'autres ententes à long terme de fixation des prix. À cet égard, le rendement des actifs du secteur Énergie verte et transport dépend du respect, par chacune des parties, des obligations contractuelles lui incombant aux termes des contrats d'achat d'énergie ou de l'entente à long terme de fixation des prix.

Nous comptons sur un accès aux marchés des capitaux à court et à long terme pour financer nos besoins en capitaux et en liquidités. L'accès à ces marchés moyennant un coût raisonnable peut être perturbé, surtout si nous ou nos filiales notées ne sommes pas en mesure de conserver une notation de crédit de première qualité.

Nos actifs consolidés sont en grande partie financés au moyen d'emprunts. L'échéance et le profil de remboursement des emprunts servant à financer nos investissements ne s'harmonisent pas toujours avec les flux de trésorerie tirés des actifs. C'est pourquoi nous comptons sur les marchés des capitaux à court et à long terme comme sources de liquidités pour répondre aux besoins en capitaux non comblés par les flux de trésorerie liés à l'exploitation et pour financer les investissements initialement financés par emprunt. Notre dette à long terme non garantie de premier rang obtient actuellement une notation de première qualité de diverses agences d'évaluation du crédit. Si les agences d'évaluation devaient nous accorder une notation inférieure, nos coûts d'emprunt pourraient augmenter, peut-être considérablement. Par conséquent, nous serions probablement tenus de payer un taux d'intérêt plus élevé sur nos financements futurs, et notre bassin d'investisseurs et nos sources de financement potentiels pourraient être réduits.

Nous conservons des facilités de crédit renouvelables qui servent de filet de sécurité aux billets de trésorerie utilisés pour des emprunts ou des lettres de crédit auprès de diverses entités. Ces facilités sont habituellement assorties de clauses financières; le non-respect de ces clauses par une entité pourrait empêcher celle-ci d'émettre des billets de trésorerie ou des lettres de crédit ou d'effectuer des prélèvements sur la facilité de crédit renouvelable, ce qui pourrait avoir une incidence sur les flux de trésorerie ou restreindre les activités. De plus, si la notation de notre dette à court terme était révisée à la baisse, l'accès au marché des billets de trésorerie pourrait être grandement limité. Cette situation n'altérerait pas notre capacité à effectuer des prélèvements sur nos facilités de crédit, mais nos coûts d'emprunt pourraient être nettement plus élevés.

Si nous ne pouvions pas avoir accès à des capitaux à des taux concurrentiels, notre capacité à financer nos activités et à mettre en œuvre notre stratégie pourrait en être affectée. La limitation de notre capacité d'accéder aux marchés financiers peut aussi se répercuter sur notre capacité à réaliser notre plan d'affaires comme prévu. Toute incapacité à accéder à des capitaux pourrait limiter notre capacité à effectuer des améliorations ou des acquisitions qui contribueraient autrement à notre croissance future. Une révision à la baisse ou autre ayant une incidence défavorable sur la notation de crédit de nos filiales pourrait entraîner une hausse des coûts d'emprunt de ces dernières ou une limitation de leur accès à des sources de financement, ce qui pourrait se traduire par une augmentation de leurs besoins en liquidités sous la forme d'apports en capital ou de prêts que nous devrions consentir à ces filiales qui réduirait les liquidités et les emprunts disponibles pour le groupe consolidé.

Les hypothèses que nous formulons pourraient ne pas se matérialiser comme prévu relativement à nos projets d'agrandissement, d'acquisitions et de dessaisissements.

Nous évaluons en permanence les projets d'agrandissement, les acquisitions ou les dessaisissements. La planification et l'analyse des investissements sont largement tributaires de prévisions et d'hypothèses fiables et, dans la mesure où les hypothèses ne se confirment pas, les résultats financiers peuvent être inférieurs ou plus volatils que prévu. Le caractère volatil et imprévisible de l'économie, à l'échelle tant locale que mondiale, et les variations des estimations des coûts, de la portée des projets et de l'évaluation des risques peuvent se traduire par une diminution de nos bénéfices.

Nous pourrions ne pas être en mesure de vendre des actifs ou, si nous y arrivions, d'en tirer un montant insuffisant. De plus, le moment où la vente d'un actif fera l'objet d'une entente et sera menée à bien pourrait être très différent du calendrier que nous avons prévu.

Nous prévoyons de monétiser certains actifs pour réaliser notre priorité stratégique qui consiste à privilégier nos actifs essentiels, à accélérer la réduction de notre dette et à mobiliser les capitaux nécessaires à nos dépenses en immobilisations et à nos investissements. Compte tenu de la conjoncture des marchés des marchandises et financiers et des autres défis que doit surmonter actuellement le secteur de l'énergie, nos concurrents peuvent aussi entreprendre des ventes d'actifs, ce qui fera baisser la demande à l'égard des actifs que nous souhaitons vendre. Nous pourrions ne pas être en mesure de vendre les actifs dont nous voulons nous défaire ou de les vendre à des conditions favorables. Si nous étions dans l'impossibilité de vendre des actifs, le moment de l'encaissement du produit de la vente pourrait ne pas correspondre au moment où nous aurions besoin de capitaux. L'incapacité à obtenir des capitaux suffisants de la vente d'actifs ou la non-concordance entre le moment de l'encaissement des capitaux et celui des besoins de financement pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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

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

Le 8 février 2018, le gouvernement du Canada a adopté des mesures législatives visant l'évaluation des grands projets en matière de ressources. Nous examinons à l'heure actuelle les réformes réglementaires proposées, et l'incidence sur nous et nos filiales, qu'elle soit favorable ou défavorable, advenant l'adoption de la législation dans sa forme actuelle ou révisée, est pour l'heure incertaine.

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

Nos activités sont assujetties à nombre de lois et règlements environnementaux, dont le respect peut exiger des dépenses en immobilisations considérables, augmenter nos coûts d'exploitation, se répercuter sur nos plans d'affaires, voire les limiter, ou nous exposer à des passifs environnementaux.

Nous sommes assujettis à nombre de lois et règlements environnementaux qui régissent plusieurs aspects de nos activités actuelles et futures, notamment les émissions atmosphériques, la qualité de l'eau, l'évacuation des eaux usées, les déchets solides et les déchets dangereux.

Le non-respect de la réglementation et des lois environnementales pourrait se traduire par l'imposition d'amendes, de sanctions et de mesures d'injonction touchant nos actifs en exploitation. De plus, tout changement apporté aux lois et règlements environnementaux ou la promulgation de nouvelles lois ou de

nouveaux règlements pourrait entraîner une importante augmentation de nos coûts de conformité à ces lois et règlements. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir ou de conserver toutes les approbations des organismes de réglementation environnementale nécessaires pour nos actifs en exploitation ou nos projets d'aménagement. Si l'obtention de ces approbations est retardée, si nous ne parvenons pas à les obtenir ou à nous y conformer ou si les lois ou règlements environnementaux changent ou sont mis en application de manière plus stricte, l'exploitation des installations ou l'aménagement de nouvelles installations pourraient être retardés, comporter des coûts additionnels ou ne pas avoir lieu. Nous prévoyons que les coûts futurs que nous engagerons pour nous conformer à la réglementation environnementale auront une incidence considérable sur nos résultats et nos flux de trésorerie.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié à nos clients.

Nous sommes exposés au risque de crédit lié à nos clients dans le cours normal de nos activités. Nos clients ont généralement une notation de grande qualité, sont autrement considérés comme solvables ou nous fournissent une garantie qui satisfait nos préoccupations en matière de crédit. Une grande partie de notre risque de crédit rattaché aux services de transport, de stockage, de collecte et de traitement provient de clients qui possèdent une notation de crédit de grande qualité (ou l'équivalent selon notre évaluation) ou qui nous ont fourni une garantie. Nous ne pouvons cependant pas prévoir dans quelle mesure nos activités seraient touchées par une détérioration de la conjoncture économique, notamment un éventuel déclin de la solvabilité de nos clients. En raison de projets d'immobilisations futurs dont les clients primaires seraient des producteurs gaziers et pétroliers, notre risque de crédit lié à des clients possédant une notation de crédit de moins grande qualité pourrait augmenter. Il est possible que les défauts de paiement des clients, s'ils sont importants, aient une incidence défavorable sur nos résultats et nos flux de trésorerie.

Notre exploitation nécessite le recrutement et le maintien en poste d'un personnel qualifié. Des difficultés dans ce domaine pourraient compromettre la réalisation de nos plans d'affaires.

Notre exploitation et notre gestion exigent que nous embauchions et conservions une main-d'œuvre qualifiée, notamment des ingénieurs, du personnel technique et d'autres professionnels. Nous et nos filiales faisons concurrence à d'autres sociétés du secteur de l'énergie pour attirer ce personnel qualifié. Si nous ne sommes pas en mesure de retenir nos employés actuels ou d'embaucher de nouveaux employés possédant des connaissances et une expérience comparables, notre exploitation pourrait en subir les contrecoups. En outre, les coûts que nous engageons pour attirer et maintenir en poste ces professionnels pourraient monter.

Nous sommes partie à de nombreuses poursuites, dont l'issue est incertaine. Toute décision défavorable pourrait avoir une incidence négative sur nos résultats financiers.

Nous sommes partie à de nombreuses poursuites. Tout litige est associé à plusieurs incertitudes. Nous ne pouvons pas prédire avec certitude l'issue de chaque cas. Il est raisonnablement possible que le règlement final de certains cas dans lesquels nous sommes impliqués exige des dépenses additionnelles, en excédent des provisions constituées, sur une longue période de temps et d'un montant dont l'ampleur pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

Des attaques et des menaces terroristes, l'intensification de l'activité militaire en réponse à ces attaques ou actes d'hostilité et toute autre agitation civile ou manifestation d'activisme pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les attaques et les menaces terroristes, l'intensification de l'activité militaire ou des actes d'hostilité ou toute autre agitation civile ou manifestation d'activisme peuvent se répercuter sur la conjoncture économique générale, la confiance et les dépenses des consommateurs et la liquidité du marché, facteurs qui peuvent avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales. D'éventuelles attaques terroristes, des rumeurs ou des menaces de guerre, des conflits réels touchant les États-Unis ou le Canada ou des perturbations militaires ou commerciales pourraient avoir une incidence considérable sur nos activités et celles de nos clients. Des cibles stratégiques comme des actifs

énergétiques pourraient courir un risque plus grand de faire l'objet d'attaques que d'autres cibles aux États-Unis et au Canada. De plus, l'intensification de l'activisme environnemental contre la construction et l'exploitation de pipelines pourrait entraîner des retards dans les travaux, une réduction de la demande à l'égard de nos produits et services, un resserrement de la législation ou le refus de délivrer des permis ou un retard dans leur délivrance. Enfin, la fluctuation ou une hausse importante des prix de l'énergie pourrait se traduire par des mesures de contrôle des prix imposées par l'État. Il est possible que l'un ou l'autre de ces facteurs ou une combinaison de ces facteurs puisse avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les prix des marchandises pourraient se répercuter sur les résultats de nos oléoducs.

La production actuelle des sables bitumineux est très solide et devrait s'accroître à l'avenir à mesure que les producteurs augmenteront activement le caractère concurrentiel de leurs projets; toutefois, une faiblesse prolongée des prix pourrait influencer à la baisse sur les bilans des producteurs et leur capacité à investir. Les projets approuvés devant entrer en service dans les 24 prochains mois ne sont pas aussi sensibles aux reculs à court terme des prix du brut, car les engagements d'investissement ont déjà été pris. Des prévisions à long terme qui annonceraient une faiblesse prolongée des prix du pétrole brut pourraient entraîner le report ou l'annulation de projets futurs. Le large écart entre les prix de l'Ouest canadien et ceux des marchés côtiers mondiaux a aussi eu une incidence négative sur les rentrées nettes et les marges des producteurs au cours des dernières années, cet écart étant essentiellement attribuable au fait que la capacité de transport des infrastructures pipelinières des régions productives de l'Ouest canadien et du Dakota du Nord est exploitée à plein régime.

Les gisements de pétrole avare de l'Ouest canadien et de la région de Bakken au Dakota du Nord atteignent leur seuil de rentabilité sur un horizon temporel court, soit habituellement moins de 24 mois, et sont assortis de taux de déclin élevés qui peuvent être bien gérés au moyen de programmes de couverture actifs; ils sont en outre positionnés pour réagir rapidement aux signaux du marché. C'est pourquoi, pendant une période de faiblesse relative des prix, les programmes de forage, qui ne sont pas soutenus par des programmes de couverture, seront réduits. La croissance de l'offre provenant des bassins de pétrole avare peut alors diminuer, ce qui peut avoir une incidence sur les volumes de nos réseaux de pipelines.

La volatilité des prix des marchandises et les risques associés à nos activités de couverture pourraient se répercuter négativement sur les résultats de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Notre exposition à la volatilité des prix des marchandises est inhérente à une partie de nos activités de traitement de gaz naturel. Nous faisons appel à un programme de couverture strict pour gérer ce risque directement lié au prix des marchandises. Étant donné que nos activités ne sont pas toutes couvertes, nous pourrions subir les contrecoups de l'exposition aux prix des marchandises que nous recevons en nature en paiement de nos services de collecte, de traitement, de transformation et de transport. En raison de notre exposition non couverte et des prix établis pour nos positions de couverture, un recul important des prix de ces marchandises pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

De plus, il est possible que nos activités de couverture ne soient pas aussi efficaces que prévu pour réduire la volatilité de nos flux de trésorerie. Nos activités de couverture visant à réduire notre exposition aux prix des marchandises nous empêcherons vraisemblablement de profiter pleinement des hausses des prix qui dépassent le niveau des couvertures. Nos activités de couverture peuvent entraîner des pertes considérables si les ententes de couverture sont imparfaites ou inefficaces et que nos politiques et procédures de couverture ne sont pas adéquatement suivies ou ne fonctionnent pas comme prévu. De plus, les contrats de couverture sont assortis d'un risque de crédit selon lequel l'autre partie se révèle incapable ou refuse de respecter ses obligations aux termes des contrats, surtout pendant les périodes de faiblesse et de volatilité économiques. En outre, certains des instruments financiers que nous utilisons pour couvrir notre risque lié aux marchandises doivent être évalués à la valeur de marché, ce qui cause une volatilité périodique des résultats puisque les prix des marchandises fluctuent.

La volatilité des prix des marchandises pourrait se répercuter sur les résultats du secteur Services énergétiques.

Le secteur Services énergétiques génère des marges en profitant d'écart qualitatifs et temporels ainsi que des écarts liés à l'emplacement lorsque l'occasion se présente. La volatilité des prix des marchandises due à l'évolution de la conjoncture de marché peut limiter les possibilités quant aux marges et empêcher les Services énergétiques de respecter ses engagements de capacité. De plus, les prix des marchandises peuvent avoir des effets négatifs sur les résultats et les flux de trésorerie si le coût de la marchandise sous-jacente est supérieur aux prix de vente que nous réalisons.

Nos politiques de gestion des risques ne peuvent pas éliminer tous les risques. De plus, leur non-respect pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Nous utilisons des instruments financiers dérivés pour gérer les risques associés aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises et du cours de nos actions pour réduire la volatilité de nos flux de trésorerie. Selon nos politiques de gestion des risques, tous nos instruments financiers dérivés sont associés à un actif sous-jacent, à un passif ou à une opération prévue. Nous ne concluons pas d'opérations dans le but de spéculer sur les prix des marchandises ou les taux d'intérêt. Ces politiques ne peuvent toutefois pas éliminer tous les risques d'opérations non autorisées et d'autres activités de spéculation. Même si notre fonction de gestion des risques surveille cette activité de manière indépendante, nous demeurons exposés au risque de non-respect de nos politiques en la matière. Rien ne garantit que notre fonction de gestion des risques détectera et empêchera toutes les opérations non autorisées et les autres violations de nos politiques et procédures de gestion des risques, surtout si la tromperie, la collusion ou toute autre inconduite volontaire entrent en jeu, et une telle violation pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités commerciales, notre exploitation ou nos résultats financiers.

Les répercussions des politiques du gouvernement américain sur les relations commerciales entre le Canada et les États-Unis sont incertaines.

Le gouvernement des États-Unis souhaite instamment renégocier et altérer l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») conclu avec le Canada et le Mexique. L'ALENA protège les signataires contre les tarifs et les droits de douane et autres honoraires et frais et garantit les accès aux marchés. Les négociations relatives à l'ALENA ont provoqué de l'incertitude sur les marchés de l'énergie. L'issue de ces négociations pourrait se traduire par de nouvelles règles ou la rupture de l'accord, ce qui pourrait perturber les marchés de l'énergie, remettre en question notre capacité à rester une entreprise concurrentielle et avoir un effet considérable sur nous.

L'effet que la réforme fiscale majeure aux États-Unis aura sur nous, qu'il soit favorable ou défavorable, est encore incertain.

Le 22 décembre 2017, le président Trump a promulgué la loi intitulée *An Act to provide for reconciliation pursuant to titles II and V of the concurrent resolution on the budget for fiscal year 2018 (Tax Cuts and Jobs Act*, dans son appellation non officielle). L'effet, favorable ou défavorable, qu'aura cette loi sur nous, nos filiales et nos actionnaires est encore incertain, mais s'éclaircira à mesure que des directives complémentaires seront publiées.

RUBRIQUE 1B. QUESTIONS NON RÉGLÉES SOUMISES PAR LE PERSONNEL DE LA SEC

Aucune.

RUBRIQUE 2. IMMOBILISATIONS

La rubrique 1, *Activités*, présente une description de nos immobilisations et des cartes indiquant l'emplacement de nos réseaux d'oléoducs et de gazoducs.

En général, nos réseaux sont situés sur des terrains détenus par des tiers et sont exploités aux termes de servitudes et d'emprises, de licences, de baux ou de permis délivrés par des propriétaires fonciers privés, les Premières Nations, des tribus amérindiennes, des autorités publiques et des sociétés de chemin de fer ou de services publics. Nos réseaux d'oléoducs comportent des stations de pompage, des réservoirs, des terminaux et certaines autres installations situés sur des terrains que nous détenons ou que nous utilisons aux termes de servitudes, de licences, de baux ou de permis. De plus, nos réseaux de gazoducs comportent des stations de compression et des usines de traitement et de transformation du gaz naturel, dont la grande majorité est située sur des terrains que nous détenons, les autres se trouvant sur des terrains que nous utilisons aux termes de servitudes, de baux ou de permis.

Les titres des propriétés acquises de nos réseaux d'oléoducs et de gazoducs sont dans certains cas assortis de servitudes. Selon nous, aucune de ces obligations ne devrait nuire à la valeur de ces immobilisations ni avoir une incidence notable sur leur utilisation dans le cours normal de nos activités.

RUBRIQUE 3. INSTANCES JUDICIAIRES

Nous sommes partie à diverses poursuites judiciaires et administratives et à divers litiges survenant dans le cours normal de nos activités. L'issue de ces questions ne peut être connue à l'heure actuelle. Nous croyons toutefois que le règlement définitif de ces questions n'aura pas d'incidence défavorable importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos flux de trésorerie de périodes futures. Pour une description des instances judiciaires auxquelles nous sommes partie, se reporter à la partie II, rubrique 7, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*.

RUBRIQUE 4. INFORMATIONS SUR LA SÉCURITÉ DES MINES

Sans objet.

PARTIE II

RUBRIQUE 5. MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS ORDINAIRES DE LA SOCIÉTÉ INSCRITE, QUESTIONS CONNEXES CONCERNANT LES ACTIONNAIRES ET RACHATS D'ACTIONNAIRES PAR LA SOCIÉTÉ INSCRITE

Nos actions ordinaires sont inscrites à la TSX ainsi qu'à la NYSE sous le symbole « ENB ». Au 31 janvier 2018, il y avait environ 96 107 porteurs inscrits de nos actions ordinaires. Un nombre nettement supérieur de porteurs de nos actions ordinaires sont des courtiers ou des propriétaires véritables, dont les actions sont détenues par des banques, des courtiers ou d'autres institutions financières.

Données sur les actions ordinaires par trimestre

Le tableau ci-dessous présente les cours plafond et plancher intrajournaliers de nos actions ordinaires à la TSX (en dollars canadiens) :

2017	Cours de l'action			
	T1	T2	T3	T4
Plafond	58,28	57,75	53,00	52,59 \$
Plancher	53,87	49,61	48,98	43,91

2016	Cours de l'action			
	T1	T2	T3	T4
Plafond	51,31	55,05	59,19	59,18 \$
Plancher	40,03	48,73	50,76	53,91

Le tableau ci-dessous présente les cours plafond et plancher intrajournaliers de nos actions ordinaires à la NYSE (en dollars américains) :

2017	Cours de l'action			
	T1	T2	T3	T4
Plafond	44,52	42,92	42,31	42,10 \$ US
Plancher	40,25	37,37	39,01	34,39

2016	Cours de l'action			
	T1	T2	T3	T4
Plafond	39,40	43,39	45,77	45,09 \$ US
Plancher	27,43	37,02	38,58	39,70

Dividendes

Le tableau ci-dessous présente les dividendes versés par action ordinaire (en dollars canadiens) :

	2017	2016
T1	0,583	0,530
T2	0,610	0,530
T3	0,610	0,530
T4	0,610	0,530

Conformément à notre objectif qui consiste à augmenter le dividende en trésorerie chaque année, nous avons annoncé le versement d'un dividende trimestriel de 0,671 \$ par action ordinaire payable le 1^{er} mars 2018, ce qui représente une hausse de 10 % par rapport au taux du trimestre précédent. Nous prévoyons de continuer à respecter notre politique de versement régulier de dividendes en trésorerie. La déclaration et le versement de dividendes sont à la seule discrétion de notre conseil d'administration et dépendent de nombreux facteurs, notamment la situation financière, les résultats et les besoins en capitaux de nos filiales en exploitation, les clauses restrictives associées à certains emprunts, les exigences prévues par la loi, les contraintes imposées par les organismes de réglementation et d'autres facteurs jugés pertinents par notre conseil d'administration.

Titres autorisés aux fins d'émission aux termes des régimes de rémunération en capitaux propres

Les renseignements requis pour la présente section sont intégrés par renvoi et tirés de notre Circulaire de sollicitation de procurations qui doit être déposée auprès de la SEC relativement à notre assemblée annuelle des actionnaires de 2018.

Ventes récentes de titres de capitaux propres non inscrits

Le 29 novembre 2017, nous avons conclu un placement privé visant des actions ordinaires avec trois investisseurs institutionnels. Le prix d'émission était de 44,84 \$, pour un produit brut de 1,5 G\$. Nous avons émis 33 456 003 actions ordinaires conformément à la Règle 506(b) du Règlement S. Le produit a servi à rembourser une dette à court terme en attendant un réinvestissement dans des projets d'immobilisations.

Le 11 décembre 2017, nous avons émis 20 000 000 d'actions privilégiées de série 19 au Canada aux termes d'un supplément du prospectus préalable de base canadien conformément au Règlement S. Pour d'autres renseignements sur l'opération, se reporter à la rubrique 7, *Rapport de gestion – Données sur les actions en circulation*.

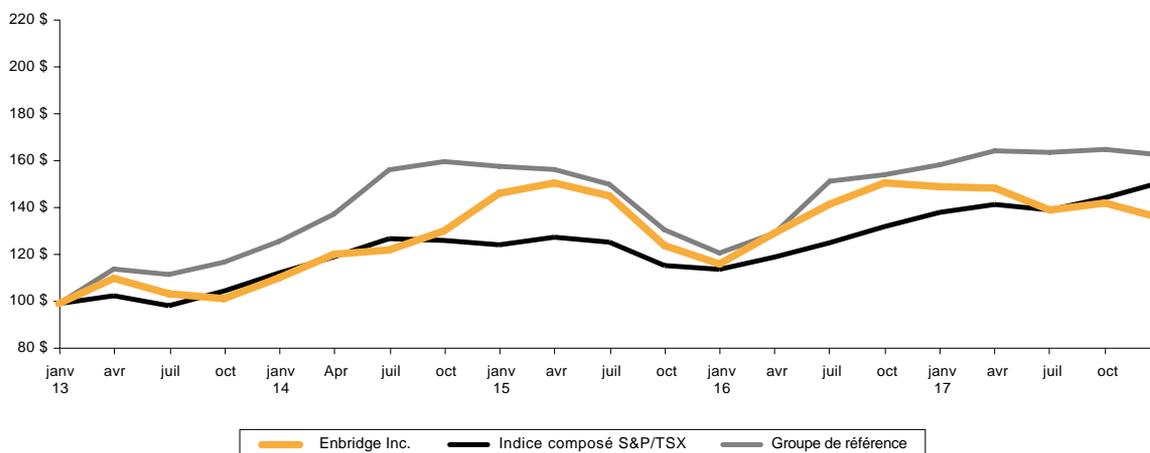
Rachat de titres de capitaux propres par l'émetteur

Aucun.

Graphique du rendement de l'action

Le graphique ci-dessous présente les variations comparatives du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2017 de la valeur de 100 \$ investis dans 1) des actions ordinaires d'Enbridge Inc. négociées à la TSX, 2) l'indice composé S&P/TSX et 3) l'indice du groupe de pairs (formé de CU, FTS, IPL, PPL, TRP, D, DTE, ETE, EPD, KMI, MMP, NI, OKE, PCG, PAA, SRE et WMB). Les montants figurant dans le tableau ont été établis en supposant que les dividendes sont réinvestis au moment de leur versement.

Rendement total pour les actionnaires
1^{er} janvier 2013 – 31 décembre 2017



	1 ^{er} janvier 2013	31 décembre				
	2013	2014	2015	2016	2017	
Enbridge Inc.	100,00	110,93	146,76	116,80	149,53	136,37
Indice composé S&P/TSX	100,00	112,99	124,92	114,53	138,67	151,28
Groupe de pairs ¹	100,00	126,35	158,17	121,45	158,82	163,06

¹ Pour les besoins de ce graphique, il a été présumé que le ratio de conversion entre le dollar canadien et le dollar américain était resté de 1:1 pour les années indiquées.

RUBRIQUE 6. PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES

Les principales données financières ci-dessous doivent être lues en parallèle avec la rubrique 7, *Rapport de gestion* et avec la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

	Exercices clos les 31 décembre				
	2017 ¹	2016 ¹	2015 ¹	2014	2013
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>					
États consolidés des résultats					
Produits d'exploitation	44 378 \$	34 560 \$	33 794 \$	37 641 \$	32 918 \$
Bénéfice d'exploitation	1 571	2 581	1 862	3 200	1 365
Bénéfice (perte) des activités poursuivies	3 266	2 309	(159)	1 562	490
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(407)	(240)	410	(203)	135
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	2 859	2 069	251	1 405	629
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 529	1 776	(37)	1 154	446
Données sur les actions ordinaires					
Résultat par action ordinaire de base	1,66	1,95	(0,04)	1,39	0,55
dilué	1,65	1,93	(0,04)	1,37	0,55
Dividendes versés par action ordinaire	2,41	2,12	1,86	1,40	1,26

	Exercices clos les 31 décembre				
	2017 ¹	2016 ¹	2015 ¹	2014	2013
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
États consolidés de la situation financière					
Total de l'actif	162 093 \$	85 209 \$	84 154 \$	72 280 \$	57 196 \$
Dette à long terme y compris les contrats de location-acquisition, moins la partie à court terme	60 865	36 494	39 391	33 423	22 357

1 Les données de nos états consolidés des résultats et de nos états consolidés de la situation financière reflètent les acquisitions, cessions et pertes de valeur suivantes :

2017 – opération de fusion avec Spectra, acquisition d'une participation dans Midcoast Energy Partners, L.P. jusque-là détenue dans le public et autres pertes de valeur

2016 – perte de valeur du projet Sandpiper, gain sur la cession des actifs de la région du sud des Prairies, acquisition des usines Tupper et autres

2015 – perte de valeur de l'écart d'acquisition

2 Nous avons cumulé la trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que d'autres montants auparavant présentés en tant que dette bancaire lorsque les comptes bancaires correspondants font l'objet d'accords de gestion centralisée.

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.

Nous sommes une société canadienne chef de file du transport et de la distribution d'énergie en Amérique du Nord. Dans le secteur du transport d'énergie, nous exploitons, au Canada et aux États-Unis, le réseau de transport de pétrole brut et de liquides le plus étendu du monde. Depuis le regroupement d'Enbridge et de Spectra Energy Corp. (« Spectra Energy ») par voie de fusion avec échange d'actions le 27 février 2017 (l'« opération de fusion »), nous sommes également une des plus grandes sociétés de transport de gaz naturel et de services intermédiaires puisque nous acheminons environ 20 % de la totalité du gaz naturel aux États-Unis en desservant les principaux bassins et marchés. En notre qualité de distributeur d'énergie, nous possédons et exploitons la plus grande société de distribution de gaz naturel du Canada; nous fournissons des services de distribution en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick. En tant que producteur d'énergie, nous détenons des participations dans des biens d'une capacité de production d'énergie renouvelable et de substitution d'environ 3 500 mégawatts (« MW ») (2 500 MW nets), qui sont en cours d'exploitation, garantis ou en construction, et continuons d'accroître nos participations dans l'énergie éolienne, solaire et géothermique.

OBLIGATIONS D'INFORMATION DES ÉMETTEURS AMÉRICAINS

Depuis le 1^{er} janvier 2018, nous avons commencé à nous conformer aux exigences de la Securities and Exchange Commission qui s'appliquent aux émetteurs américains et, par conséquent, nous déposons notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et déposerons par la suite les rapports périodiques d'usage en vertu des lois canadiennes et américaines.

FUSION AVEC SPECTRA ENERGY

Le 27 février 2017, nous avons annoncé la clôture de l'opération de fusion.

Aux termes de l'opération de fusion, les actionnaires de Spectra Energy ont reçu 0,984 action d'Enbridge pour chaque action ordinaire de Spectra Energy qu'ils détenaient. Au moment de la clôture de l'opération de fusion, les actionnaires d'Enbridge possédaient environ 57 % de la société issue de la fusion et ceux de Spectra Energy, environ 43 %.

Spectra Energy, maintenant une de nos filiales en propriété exclusive, est l'une des plus importantes sociétés de livraison de gaz naturel en Amérique du Nord; elle détient et exploite un portefeuille vaste, diversifié et complémentaire d'actifs de transport, de collecte dans le secteur intermédiaire, de traitement et de distribution de gaz. Spectra Energy détient et exploite également un réseau de pipelines de pétrole brut qui relie les producteurs canadiens et américains aux raffineries des régions des montagnes Rocheuses et du Midwest aux États-Unis. Notre regroupement avec Spectra Energy a créé la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, dotée d'un vaste portefeuille d'actifs énergétiques qui sont bien positionnés pour desservir les principaux bassins d'approvisionnement et marchés d'utilisation finale et disposant de plusieurs plateformes commerciales propres à soutenir la croissance future.

Pour une description plus détaillée de chacune des unités d'exploitation et des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion, se reporter à la partie I, rubrique 1, *Activités*. Les résultats d'exploitation provenant des actifs acquis par la voie de l'opération de fusion sont inclus dans nos états financiers et le présent rapport de gestion de façon prospective à partir de la date de clôture de l'opération de fusion.

Depuis la clôture de l'opération de fusion, nous continuons d'exercer nos activités dans cinq secteurs d'exploitation : Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires (auparavant appelé Gazoducs et traitement), Distribution de gaz, Énergie verte et transport, et Services énergétiques. Depuis le 27 février 2017, date de l'opération de fusion :

- Le secteur Oléoducs comprend également les résultats d'exploitation du réseau Express-Platte;
- Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires comprend également les actifs de stockage et de transport de Spectra Energy aux États-Unis, les gazoducs et les services aux champs gaziers au Canada, le transport de gaz et les services intermédiaires au Canada, M&N U.S. et M&N Canada, ainsi que les résultats de notre participation de 50 % dans DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream »);
- Le secteur Distribution de gaz comprend également les résultats d'exploitation d'Union Gas Limited (« Union Gas »).

RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

Le 22 décembre 2017, la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « loi TCJA ») a été promulguée aux États-Unis. La quasi-totalité des dispositions de la loi TCJA sont en vigueur pour les années d'imposition commençant après le 31 décembre 2017. La loi TCJA apporte des modifications importantes à l'*Internal Revenue Code of 1986* (dans sa version modifiée, le « Code »), dont certains changements notables de la fiscalité des particuliers et des entreprises. Elle comprend aussi des dispositions particulières se rapportant aux services publics réglementés qui visent par conséquent nos diverses activités réglementées liées aux gazoducs. Les changements les plus importants de la loi TCJA qui nous concernent sont la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui passe de 35 % à 21 %, et plusieurs dispositions techniques, entre autres un impôt unique sur le rapatriement réputé des bénéfices non répartis et des profits de filiales étrangères contrôlées par une société américaine, y compris les filiales canadiennes. Les dispositions particulières de la loi TCJA relatives aux services publics réglementés permettent dans l'ensemble le maintien de la possibilité de déduire la charge d'intérêts, l'élimination de la passation en charges en entier à des fins fiscales de certains biens acquis après le 27 septembre 2017 et la reconduction de certaines exigences de normalisation des taux s'appliquant aux avantages tirés de l'amortissement accéléré. Pour les autres entreprises, la passation en charges immédiate de la totalité des dépenses en immobilisations mises en service après le 27 septembre 2017, mais avant le 1^{er} janvier 2023 (le 1^{er} janvier 2024 pour les biens admissibles dont la période de production est longue) restera autorisée. À l'inverse des services publics réglementés, la déduction de la charge d'intérêts sera plus restrictive pour les autres entreprises, car la portée de la limitation actuelle visant la charge d'intérêts est élargie à tous les intérêts payés, tandis que la déduction admissible passe de 50 % à 30 % du bénéfice imposable ajusté.

Les changements apportés au Code découlant de la loi TCJA ont eu une incidence importante sur nos états financiers consolidés au 31 décembre 2017 et pour l'exercice clos à cette date. Selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »), l'incidence fiscale de changements apportés à la législation fiscale doit être constatée dans la période au cours de laquelle la nouvelle loi est promulguée, soit le 22 décembre 2017 dans le cas de la loi TCJA. À la date de la promulgation, nos passifs d'impôts reportés ont été réévalués en fonction du nouveau taux d'imposition. Pour certaines de nos entités de gazoducs assujetties à des mécanismes réglementés de tarification en fonction du coût du service, la variation du passif d'impôts reportés est compensée par le passif réglementaire. Dans le cas d'un futur dossier tarifaire et sous réserve des directives réglementaires ultérieures, nous prévoyons que le passif réglementaire pourrait devoir être amorti sur la durée de vie utile restante des actifs concernés et qu'il constituerait l'un des facteurs à prendre en considération dans l'établissement des tarifs à l'avenir. Pour toutes les autres entités, la variation du passif d'impôts reportés est comptabilisée en tant qu'ajustement de la charge d'impôts reportés.

Alors que certains éléments de la loi TCJA doivent être éclaircis par une réglementation et une interprétation plus détaillées, d'après les renseignements et les directives à notre portée et l'analyse que nous avons effectuée jusqu'à maintenant, y compris un calcul de l'incidence fiscale, nous ne nous attendons pas à ce que la loi TCJA ait des répercussions économiques importantes pour nous à l'avenir.

Pour un complément d'information, se reporter à la note 24, *Impôts sur les bénéfices*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

STRATÉGIE VISANT LES ENTITÉS DÉTENUES À TITRE DE PROMOTEUR AUX ÉTATS-UNIS

En 2017, nous avons poursuivi l'évaluation de notre placement dans des entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis et de placements de rechange. Nous avons aussi réalisé ou annoncé certaines refontes et transactions stratégiques. Nous avons l'intention de soumettre constamment notre stratégie visant ces entités à un examen. De temps à autre, il est possible que nous formulions des plans ou des propositions relativement à cette stratégie et que nous discutons avec le conseil d'administration des entités en question ou avec des tierces parties ou que nous leur présentions officiellement des propositions. Ces plans et propositions pourraient notamment englober, en fonction des prix, des conditions sur le marché, de la conjoncture économique et fiscale et d'autres facteurs, des regroupements, l'acquisition ou la vente d'actifs ou de titres, la modification de la structure du capital ou d'autres transactions encore.

Le 28 avril 2017, nous avons annoncé l'achèvement de l'examen stratégique d'Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »). Jusqu'à maintenant, les mesures suivantes, conjointement avec les mesures annoncées en janvier 2017 et exposées dans notre rapport de gestion annuel de 2016, ont été prises en vue de bonifier la proposition de valeur d'EEP aux porteurs de parts et à nous :

Acquisition des actifs de Midcoast et privatisation de Midcoast Energy Partners, L.P.

Le 27 avril 2017, nous avons réalisé la fusion précédemment annoncée, aux termes de laquelle nous avons transformé Midcoast Energy Partners, L.P. (« MEP ») en société à capital fermé en nous portant acquéreur, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, de la totalité des parts ordinaires de MEP détenues dans le public, pour une contrepartie totale d'environ 170 M\$ US.

Le 28 juin 2017, nous avons acquis, aussi par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, la participation intégrale d'EEP dans l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de MEP pour une contrepartie en trésorerie de 1,3 G\$ US plus la reprise de la dette de MEP d'un montant de 953 M\$ US.

Par suite des opérations qui précèdent, nous détenons maintenant à 100 % l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de MEP.

Conclusion d'une entente de financement conjoint du réseau Bakken

Le 15 février 2017, EEP a acquis une participation effective de 27,6 % dans les pipelines de pétrole brut Dakota Access et Energy Transfer (collectivement, « réseau pipelinier Bakken »). Le 27 avril 2017, nous avons conclu un arrangement de financement conjoint avec EEP, aux termes duquel nous détenons une quote-part de 75 % et EEP, de 25 %, de la participation effective combinée de 27,6 % dans le réseau Bakken (« participation conjointe »). Dans le cadre de cette entente, EEP dispose d'une option sur cinq ans lui permettant d'acquérir de nous une part supplémentaire de 20 % dans la participation conjointe. À la conclusion définitive de cette entente de financement conjoint, EEP a remboursé le solde impayé de 1,5 G\$ US aux termes de l'entente de crédit conclue avec nous sur laquelle elle avait prélevé des fonds pour financer l'achat initial.

Mesures de restructuration stratégique d'EEP

Le 27 avril 2017, EEP a racheté toutes ses parts privilégiées de série 1 que nous détenions à leur valeur nominale de 1,2 G\$ US au moyen de l'émission de 64,3 millions de parts ordinaires de catégorie A en notre faveur. De plus, nous avons renoncé irrévocablement à tous les droits liés aux 66,1 millions de parts de catégorie D et aux 1 000 parts de distribution incitatives d'EEP que nous détenions, en échange de l'émission de 1 000 parts de catégorie F. Les parts de catégorie F donnent droit à i) 13 % de toutes les distributions dépassant 0,295 \$ US par part d'EEP, sans toutefois dépasser 0,35 \$ US par part d'EEP, et à ii) 23 % de toutes les distributions dépassant 0,35 \$ US par part d'EEP. La renonciation irrévocable était

en vigueur pour les distributions déclarées dont la date de clôture des registres est postérieure au 27 avril 2017. Dans le cadre de ces mesures de restructuration stratégique, EEP a réduit sa distribution trimestrielle pour la ramener de 0,583 \$ US par part à 0,35 \$ US par part.

La renonciation irrévocable des parts de catégorie D et des parts de distribution incitatives, le rachat des parts privilégiées de série 1 et la réduction des distributions trimestrielles se traduiront par un apport aux résultats inférieur d'EEP. Cette diminution sera annulée en partie par l'apport accru découlant de l'augmentation du nombre de parts ordinaires de catégorie A que nous détenons après la restructuration.

Restructuration des droits de distribution incitatifs de SEP

Le 22 janvier 2018, Enbridge et Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») ont annoncé la conclusion d'une convention définitive, aux termes de laquelle nous avons converti la totalité de nos droits de distribution incitatifs (« DDI ») et de nos participations économiques de commandité dans SEP contre 172,5 millions de parts ordinaires de SEP nouvellement émises. Dans le cadre de l'opération, la totalité des DDI a été éliminée. Nous détenons maintenant une participation de commandité non économique dans SEP et environ 403 millions de ses parts ordinaires, ce qui représente quelque 83 % des parts ordinaires en circulation de SEP.

MONÉTISATION DES ACTIFS

Parallèlement à l'annonce en septembre 2016 de l'opération de fusion, nous avons également annoncé notre intention de nous dessaisir d'actifs pour une somme de 2 G\$ sur 12 mois afin de renforcer notre bilan à la suite du regroupement et d'accroître la souplesse financière de l'entité issue du regroupement. Compte tenu du placement secondaire mentionné ci-dessous, de la vente du réseau pipelinier Ozark, de la vente du pipeline de produits raffinés Olympic et d'autres opérations de dessaisissement réalisées en 2016 et présentées antérieurement, nous avons dépassé notre objectif de monétisation de 2 G\$ établi à l'annonce de l'opération de fusion.

Le 18 avril 2017, Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») a réalisé un placement secondaire auprès du public de 17 347 750 actions ordinaires d'ENF au prix de 33,15 \$ l'action, pour un produit brut pour nous d'environ 0,6 G\$ (« placement secondaire »). Pour réaliser le placement secondaire, nous avons échangé 21 657 617 parts d'Enbridge Income Fund (le « fonds ») que nous détenions contre un nombre équivalent d'actions ordinaires d'ENF. Afin de maintenir notre participation de 19,9 % dans ENF, nous avons conservé 4 309 867 des actions ordinaires reçues en échange et vendu le reste dans le public dans le cadre du placement secondaire. Nous avons affecté le produit du placement secondaire au remboursement de notre dette à court terme, en attendant de réinvestir dans notre portefeuille en croissance de projets garantis. À la clôture du placement secondaire, notre participation économique totale dans ENF a été ramenée de 86,9 % à 84,6 %.

Le 29 novembre 2017, nous avons mené à terme notre plan stratégique de 2018-2020 et annoncé que nous avons identifié des actifs non essentiels additionnels d'une valeur de 10 G\$, dont une tranche d'au moins 3 G\$ devrait être vendue ou monétisée en 2018. Par suite de cette annonce, nous avons entrepris la vente de certains actifs des services intermédiaires aux États-Unis de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Se reporter à la note 7, *Acquisitions et cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

PERMIS PRÉSIDENTIEL POUR LE PIPELINE ALBERTA CLIPPER (CANALISATION 67)

Le 16 octobre 2017, nous avons reçu un permis présidentiel pour la canalisation 67, au terme d'un processus d'analyse qui a duré près de cinq ans. La canalisation 67 fonctionne actuellement en vertu d'un permis présidentiel délivré par le Département d'État en 2009; le permis présidentiel de 2017 nous autorise à en utiliser pleinement la capacité transfrontalière canado-américaine.

La canalisation 67 est une composante essentielle de notre réseau principal dont dépendent les raffineries des États-Unis pour fournir des produits essentiels aux consommateurs de tout le Midwest américain.

Pour un complément d'information sur la canalisation 67, consulter la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial – Oléoducs – Agrandissement du réseau principal de Lakehead*.

PLAN DE RESTRUCTURATION DES ACTIVITÉS CANADIENNES

Le 1^{er} septembre 2015, aux termes d'une entente avec le fonds et ENF, Enbridge a transféré son entreprise canadienne d'oléoducs, détenue par Pipelines Enbridge Inc. (« EPI ») et Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc. (« EPAI »), et certains de ses actifs canadiens d'énergie renouvelable au groupe du fonds (composé du fonds, d'Enbridge Commercial Trust et d'Enbridge Income Partners LP (« EIPLP ») et des filiales d'EIPLP) pour une contrepartie évaluée à 30,4 G\$ plus certains droits de distribution incitatifs et droits liés au rendement (le « plan de restructuration des activités canadiennes »). La contrepartie qui nous a été payée comprenait 18,7 G\$ en parts dans le groupe du fonds, soit des parts du fonds d'une valeur de 3,0 G\$ et des parts d'une valeur de 15,7 G\$ d'EIPLP, entité dans laquelle le fonds détient une participation. Le groupe du fonds a également repris la dette d'EPI et d'EPAI qui s'établit à environ 11,7 G\$.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Exercices clos les 31 décembre		
	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>			
Bénéfice sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement			
Oléoducs	6 395	4 926	3 033
Transport de gaz et services intermédiaires	(1 269)	464	43
Distribution de gaz	1 390	831	763
Énergie verte et transport	372	344	363
Services énergétiques	(263)	(183)	324
Éliminations et divers	(337)	(101)	(867)
Amortissement	(3 163)	(2 240)	(2 024)
Charge d'intérêts	(2 556)	(1 590)	(1 624)
Économie (charge) d'impôts sur les bénéfices	2 697	(142)	(170)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(407)	(240)	410
Dividendes sur les actions privilégiées	(330)	(293)	(288)
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 529	1 776	(37)
Résultat par action ordinaire	1,66	1,95	(0,04)
Résultat dilué par action ordinaire	1,65	1,93	(0,04)

BÉNÉFICE (PERTE) ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantagé par l'apport d'environ 2 574 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport des résultats additionnels liés à l'opération de fusion, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a diminué de 151 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 4 391 M\$ (2 753 M\$ après impôts nous revenant) et la perte de valeur connexe de 102 M\$ de l'écart d'acquisition résultant du classement de certains actifs comme étant détenus en vue de la vente et leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée du coût de la vente; se reporter à la note 7, *Acquisitions et cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*;
- les coûts des indemnités de cessation d'emploi versés aux salariés et coûts de restructuration de 354 M\$ (273 M\$ après impôts nous revenant) engagés en 2017 relativement à un projet de réorganisation d'entreprise et à l'opération de fusion, comparativement à 82 M\$ en 2016; se reporter à la section *Fusion avec Spectra Energy*;
- les coûts d'aménagement de projets et les coûts de transaction de 205 M\$ (155 M\$ après impôts nous revenant) engagés en 2017 pour l'opération de fusion, contre 86 M\$ en 2016; se reporter à la section *Fusion avec Spectra Energy*;
- l'absence du gain de 850 M\$ (520 M\$ après impôt nous revenant) comptabilisé en 2016 relativement à la cession des actifs du sud des Prairies, décrite plus loin; ces facteurs ont été atténués en partie par
- une économie d'impôts hors trésorerie de 1 936 M\$ découlant de la promulgation de la loi TCJA aux États-Unis en décembre 2017 (recouvrement d'impôt fédéral de 2 045 M\$, moins une charge d'impôts reportés des États de 109 M\$); se reporter à la note 24, *Impôts sur les bénéfices*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*;
- un gain non réalisé hors trésorerie de 1 109 M\$ (624 M\$ après impôts nous revenant) lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2017, comparativement à 543 M\$ (459 M\$ après impôts nous revenant) pour 2016, 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 les risques liés au change et aux prix des marchandises;
- l'absence d'une perte de valeur d'actifs cumulative de 1 561 M\$ (456 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisée en 2016 relativement au projet Sandpiper d'EEP, au projet Northern Gateway et à l'installation ferroviaire Eddystone (« Eddystone Rail »), décrits plus loin.

Nous disposons d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme destiné à atténuer les risques de taux d'intérêt et de change et les risques liés au prix des marchandises, qui sont source de volatilité pour les résultats à court terme du fait de la comptabilisation de gains et de pertes hors trésorerie non réalisés sur les instruments dérivés financiers utilisés pour couvrir ces risques. À long terme, nous estimons que notre programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose notre proposition de valeur aux investisseurs.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 1 670 M\$ de la diminution est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation de la dotation à l'amortissement principalement par suite de la mise en service d'un grand nombre de nouveaux actifs en 2017;
- l'accroissement de la charge d'intérêts en raison principalement du dénouement de certaines couvertures conclues avant l'émission;
- l'augmentation du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2017 par rapport à 2016. Cette augmentation s'explique par la hausse du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans EEP en 2017 faisant suite aux mesures de restructuration stratégiques prises par EEP;

- l'absence de résultats tirés de certains actifs cédés depuis le troisième trimestre de 2016; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'apport important de notre secteur Oléoducs qui a bénéficié de l'augmentation du débit attribuable principalement aux initiatives d'optimisation de la capacité mises en place en 2017, lesquelles ont eu pour effet de réduire sensiblement la répartition en faveur du service de pétrole brut lourd et permis d'expédier un surcroît de barils de pétrole brut lourd;
- l'apport des nouveaux actifs du secteur Oléoducs mis en service en 2017;
- la hausse du bénéfice de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires en 2017 grâce aux produits saisonniers fermes favorables et à l'apport sur un exercice complet des actifs acquis en 2016.

La baisse du résultat par action ordinaire de 2017, comparativement à 2016, est principalement imputable à l'accroissement du nombre d'actions ordinaires par suite de l'émission d'environ 33 millions d'actions ordinaires en décembre 2017 dans le cadre d'un placement privé, à l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion, à l'émission d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016 dans le cadre d'un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 56 millions d'actions ordinaires au premier trimestre de 2016, ainsi qu'à d'autres émissions trimestrielles intervenues dans le cadre de notre programme de réinvestissement des dividendes. Le bénéfice additionnel provenant des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion a été contrebalancé par certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, mentionnés ci-dessus.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a augmenté de 1 601 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain de 850 M\$ (520 M\$ après impôts nous étant attribuables) dans le secteur Oléoducs par suite de la cession des actifs du sud des Prairies en décembre 2016;
- un gain non réalisé hors trésorerie de 543 M\$ lié à la juste valeur d'instruments dérivés en 2016 comparativement à une perte non réalisée de 2 017 M\$ pour 2015, 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 les risques liés au change et aux prix des marchandises;
- l'absence d'une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 440 M\$ (167 M\$ après impôts nous étant attribuables) comptabilisée au deuxième trimestre de 2015 quant aux entreprises de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») d'EEP en raison du déclin prolongé des prix des marchandises, ce qui a entraîné une réduction des programmes de forage prévus des producteurs et a influé négativement sur les volumes des réseaux de pipelines et de traitement de gaz naturel et de LGN d'EEP; ces facteurs ont été annulés en partie par
- une perte de valeur de 1 004 M\$ (81 M\$ après impôts nous revenant) en 2016, y compris les coûts connexes des projets, liée au projet Sandpiper d'EEP et découlant du retrait des demandes réglementaires déposées auprès de la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») à l'égard du projet en septembre 2016;
- une perte de valeur de 373 M\$ (272 M\$ après impôts nous revenant) se rapportant au projet Northern Gateway comptabilisée au quatrième trimestre de 2016, après que le gouvernement fédéral du Canada a ordonné à l'Office national de l'énergie (l'« Office ») de rejeter la demande visant notre projet Northern Gateway et d'annuler les certificats de commodité et de nécessité publiques du projet;
- une perte de valeur de 184 M\$ (108 M\$ après impôts nous revenant) comptabilisée en 2016 relativement à notre participation conjointe de 75 % dans Eddystone Rail, situé dans la région de Philadelphie, en Pennsylvanie. La demande à l'égard des services d'Eddystone Rail a reculé par suite d'une diminution importante de l'écart de prix entre le pétrole brut de Bakken et le pétrole brut d'Afrique de l'Ouest/Brent et de la concurrence accrue dans la région.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 212 M\$ de l'augmentation est principalement attribuable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport accru de notre secteur Oléoducs, qui a tiré profit d'un certain nombre de nouveaux actifs mis en service en 2015;
- la croissance du débit d'une période à l'autre dans le réseau principal au Canada, le réseau pipelinier de Lakehead (« réseau de Lakehead ») et le réseau régional des sables bitumineux, surtout en raison de la forte croissance de la production des sables bitumineux dans l'Ouest canadien favorisée par les projets de prolongement de pipelines dont la construction est terminée;
- l'apport fourni par les réseaux de la côte américaine du golfe du Mexique et du milieu du continent en 2016, apport attribuable à la hausse des produits tirés du transport découlant essentiellement de l'augmentation des volumes d'achats fermes du pipeline Flanagan Sud (« Flanagan Sud »);
- l'apport de l'oléoduc Heidelberg d'Enbridge Offshore Pipelines (« pipeline Heidelberg »), mis en service en janvier 2016, et des usines à gaz Tupper Main et Tupper West (« usines Tupper ») de Transport de gaz et services intermédiaires au Canada, acquises le 1^{er} avril 2016; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'augmentation du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables en 2016 par rapport à 2015, occasionnée par le meilleur rendement d'exploitation d'EEP faisant suite aux apports plus solides venant de ses activités liées aux hydrocarbures;
- l'incidence des feux de forêt dévastateurs dans le nord-est de l'Alberta au deuxième trimestre de 2016 qui ont entraîné la fermeture temporaire de certains de nos pipelines et terminaux en amont et, donc, une interruption de service dans notre réseau régional des sables bitumineux, ce qui s'est répercuté sur les entrées et sorties de nos pipelines en aval, y compris celles du réseau principal au Canada et du réseau de Lakehead;
- la baisse des droits repères résiduels moyens du tarif international conjoint (« TIC ») et la diminution d'une période à l'autre du taux de change des couvertures utilisé pour convertir en dollars canadiens les produits tirés des droits du réseau principal au Canada libellés en dollars américains;
- la performance du tronçon américain du réseau Bakken dont l'apport a diminué d'une période à l'autre en raison principalement de la baisse de la surcharge sur les droits qui est révisée annuellement;
- l'apport moindre des installations ferroviaires Berthold d'EEP en 2016 par suite d'un recul des volumes découlant de l'arrivée à échéance de contrats;
- la baisse enregistrée à certains emplacements de pétrole brut, la compression des différentiels de qualité et l'incidence du fléchissement du marché des LGN;
- une augmentation de la dotation à l'amortissement d'une période à l'autre principalement liée au nombre important de nouveaux actifs mis en service en 2016.

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 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 fermes 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 deux dernières années.

Les produits générés par les activités de distribution de gaz 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 bénéficiaires.

Des ventes de marchandises de 26 286 M\$, de 22 816 M\$ et de 23 842 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, respectivement, 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 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 et la croissance du dividende.

DIVIDENDES

Nous versons des dividendes sur nos actions ordinaires chaque année depuis que nous sommes devenus une société cotée en 1953. En novembre 2017, nous avons annoncé une hausse de 10 % de notre dividende trimestriel, ainsi porté à 0,671 \$ par action ordinaire, soit un dividende annuel de 2,684 \$, avec prise d'effet pour le dividende payable le 1^{er} mars 2018.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Depuis le 31 décembre 2017, nous avons changé notre mesure du résultat sectoriel, qui est maintenant le BAIIA alors qu'elle était auparavant le bénéfice avant intérêts et impôts. Nous avons aussi changé le nom du secteur Gazoducs et traitement pour Transport de gaz et services intermédiaires. La présentation des chiffres des exercices précédents dans les tableaux a été modifiée et harmonisée sur celle de l'exercice considéré.

OLÉODUCS

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	6 395	4 926	3 033

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantagé par l'apport de 285 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de l'opération de fusion.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a augmenté de 1 312 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain non réalisé hors trésorerie de 875 M\$ en 2017 comparativement à 474 M\$ en 2016, 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 les risques liés au change et aux prix des marchandises;
- l'absence d'une perte de valeur de 1 004 M\$ comptabilisée en 2016, y compris les coûts connexes des projets, liée au projet Sandpiper d'EEP et découlant du retrait des demandes réglementaires déposées auprès de la MNPUC en septembre 2016;
- l'absence d'une perte de valeur de 373 M\$ comptabilisée en 2016 relativement au projet Northern Gateway par suite de notre conclusion que le projet ne pourrait pas être entrepris comme prévu en raison de la décision du gouvernement fédéral de rejeter la demande visant les certificats de commodité et de nécessité publiques du projet;
- l'absence d'une perte de valeur de 184 M\$ comptabilisée en 2016 en ce qui a trait à notre participation de 75 % dans Eddystone Rail, perte liée à la conjoncture de marché qui a influé sur les volumes transportés par les installations ferroviaires;
- le gain de 72 M\$ enregistré sur la vente d'un pipeline, annulé en partie par les coûts pour la liquidation d'un projet lié au projet Sandpiper d'EEP; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'absence du gain de 850 M\$ comptabilisé en 2016 relativement à la cession des actifs non essentiels du sud des Prairies.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 128 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- un apport plus faible, soit 46 M\$, des actifs du milieu du continent, imputable essentiellement à la baisse des produits tirés des services de stockage à forfait et à la vente du réseau pipelinier Ozark au premier trimestre de 2017;
- un apport moindre, soit 76 M\$, découlant de la vente des actifs du sud des Prairies en décembre 2016;
- l'augmentation des coûts d'exploitation du réseau de Lakehead, y compris les coûts de mise en application de la convention de règlement signée par EEP concernant les déversements de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B (l'« ordonnance sur consentement ») approuvée par le département de la Justice des États-Unis en mai 2017;
- l'incidence défavorable de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien (« taux de change moyen ») inférieur à celui de 2016, y compris l'incidence des règlements dans le cadre de notre programme de couverture du change; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'apport des nouveaux actifs mis en service, dont le projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux et le réseau Norlite, et de l'acquisition d'une participation minoritaire dans le réseau pipelinier Bakken mis en service en juin 2017;
- l'augmentation du débit d'une période à l'autre sur le réseau principal au Canada et le réseau de Lakehead en raison des mesures d'optimisation de la capacité.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

Le BAIIA a augmenté de 1 177 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain non réalisé hors trésorerie de 474 M\$ en 2016 comparativement à une perte non réalisée de 1 500 M\$ en 2015, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer les risques liés au change et aux prix des marchandises;
- un gain de 850 M\$ comptabilisé en 2016 relativement à la cession des actifs non essentiels du sud des Prairies;
- l'absence d'une perte de valeur de 86 M\$ comptabilisée en 2015 relativement aux installations ferroviaires Berthold d'EEP causée par le non-renouvellement de certains contrats après 2016;
- des recouvrements de 15 M\$ pour des essais hydrostatiques en 2016 comparativement à des charges de 72 M\$ en 2015; ces facteurs ont été annulés en partie par

- une perte de valeur de 1 004 M\$ en 2016, y compris les coûts connexes des projets, liée au projet Sandpiper d'EEP et découlant du retrait des demandes réglementaires déposées auprès de la MNPUC en septembre 2016;
- une perte de valeur de 373 M\$ en 2016 relativement au projet Northern Gateway par suite de notre conclusion que le projet ne pourrait pas être entrepris comme prévu en raison de la décision du gouvernement fédéral de rejeter la demande visant les certificats de commodité et de nécessité publiques du projet;
- une perte de valeur de 184 M\$ en 2016 en ce qui a trait à notre participation de 75 % dans Eddystone Rail, perte liée à la conjoncture de marché qui a influé sur les volumes transportés par les installations ferroviaires;
- l'absence d'un gain de 91 M\$ comptabilisé en 2015 relativement à la cession d'actifs non essentiels.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 716 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation du débit d'une période à l'autre découlant d'une forte production des sables bitumineux provenant de l'Ouest canadien permis par les projets d'accroissement de capacité de pipeline mis en service en 2015;
- la hausse des produits tirés du transport en 2016 découlant de l'augmentation des volumes d'achats fermes de Flanagan Sud;
- l'incidence favorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus élevé en 2016, y compris l'incidence des règlements dans le cadre de notre programme de couverture du change; ces facteurs ont été annulés en partie par
- l'incidence des feux de forêt dévastateurs dans le nord-est de l'Alberta au deuxième trimestre de 2016 qui ont entraîné la fermeture temporaire de certains de nos pipelines en amont et terminaux et, donc, une interruption de service.

Suivent des renseignements complémentaires sur le BAIIA du secteur Oléoducs pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015.

31 décembre (en dollars américains par baril)	2017	2016	2015
Droits repères aux termes du TIC ¹	4,07 \$	4,05 \$	4,07 \$
Droits locaux sur le réseau de Lakehead ²	2,43 \$	2,58 \$	2,44 \$
Droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada ³	1,64 \$	1,47 \$	1,63 \$

1 Les droits repères aux termes du TIC sont présentés par baril de pétrole brut lourd transporté depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Chicago, en Illinois. Des droits distincts ajustés en fonction de la distance s'appliquent aux livraisons partant de points de réception autres que Hardisty, et les hydrocarbures liquides légers sont assujettis à des droits moins élevés que ceux appliqués pour le pétrole brut lourd. Le 1^{er} juillet 2015, les droits repères ont augmenté pour passer de 4,02 \$ US à 4,07 \$ US. Le 1^{er} juillet 2016, les droits repères ont diminué pour s'établir à 4,05 \$ US. Le 1^{er} juillet 2017, les droits repères ont augmenté pour s'établir à 4,07 \$ US.

2 Les droits locaux sur le réseau de Lakehead sont par baril de pétrole brut lourd transporté de Neche, au Dakota du Nord, à Chicago, en Illinois. Le 1^{er} avril 2015, les droits locaux sur le réseau de Lakehead ont diminué pour passer de 2,49 \$ US à 2,39 \$ US. Le 1^{er} juillet 2015, ils ont été ramenés à 2,44 \$ US. Le 1^{er} avril 2016, ils sont passés à 2,61 \$ US pour diminuer de nouveau le 1^{er} juillet 2016 et se chiffrer à 2,58 \$ US. Le 1^{er} avril 2017, les droits repères ont baissé pour s'établir à 2,43 \$ US.

3 Les droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada sont présentés par baril de pétrole brut lourd transporté de Hardisty, en Alberta, à Gretna, au Manitoba. Ces droits, quelle que soit la livraison, correspondent à la différence entre les droits repères aux termes du TIC et les droits locaux correspondants sur le réseau de Lakehead. Le 1^{er} avril 2015, ces droits ont augmenté pour passer de 1,53 \$ US à 1,63 \$ US. Le 1^{er} avril 2016, ils ont diminué pour s'établir à 1,46 \$ US et ainsi être au même niveau que le montant révisé des droits locaux sur le réseau de Lakehead. Le 1^{er} juillet 2016, ils ont augmenté pour se chiffrer à 1,47 \$ US. Le 1^{er} avril 2017, ils ont augmenté pour s'établir à 1,62 \$ US et ainsi être au même niveau que le montant révisé des droits locaux sur le réseau de Lakehead. Le 1^{er} juillet 2017, les droits repères ont augmenté pour s'établir à 1,64 \$ US.

Volume de débit

	T1	T2	T3	T4	Exercice complet
<i>(en milliers de barils par jour (b/j))</i>					
Réseau principal au Canada¹					
2017	2 593	2 449	2 492	2 586	2 530
2016	2 543	2 242	2 353	2 481	2 405
2015	2 210	2 073	2 212	2 243	2 185
Réseau de Lakehead²					
2017	2 748	2 604	2 620	2 724	2 673
2016	2 735	2 440	2 495	2 624	2 574
2015	2 330	2 208	2 338	2 388	2 315

¹ Le débit moyen correspond aux livraisons sur le réseau principal hors Gretna, au Manitoba, soit les livraisons aux États-Unis et dans l'est du Canada à partir de l'Ouest canadien.

² Le débit moyen correspond aux livraisons effectuées depuis le réseau principal vers le Midwest américain et l'est du Canada.

Taux de change moyen

	T1	T2	T3	T4	Exercice complet
<i>(du dollar américain au dollar canadien)</i>					
2017	1,32	1,34	1,25	1,27	1,30
2016	1,37	1,29	1,31	1,33	1,32
2015	1,24	1,23	1,31	1,34	1,28

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	(1 269)	464	43

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantagé par l'apport de 2 557 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de l'opération de fusion. Par rapport aux résultats antérieurs à la fusion pour l'exercice précédent, les résultats d'exploitation des nouveaux actifs comprennent un bénéfice plus élevé provenant principalement de projets d'expansion des affaires sur les réseaux de transport Algonquin Gas Transmission, Sabal Trail Transmission et Texas Eastern Transmission.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a subi les répercussions, à hauteur de 4 287 M\$, de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- une perte de 4 391 M\$ et la perte de valeur connexe de 102 M\$ de l'écart d'acquisition résultant du classement de certains actifs des services intermédiaires aux États-Unis comme étant détenus en vue de la vente et leur évaluation subséquente au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée du coût de la vente; se reporter à la note 7, Acquisitions et cessions de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*; ce facteur est en partie annulé par
- une perte non réalisée hors trésorerie de 1 M\$ en 2017 comparativement à 139 M\$ en 2016, 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 les risques liés au change et aux prix des marchandises.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 3 M\$ de la diminution est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la baisse du bénéfice de 127 M\$ d'une période à l'autre à cause de la diminution des prix des marchandises qui a eu une incidence sur le volume de production dans des régions desservies par certains de nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis; ce facteur est en partie annulé par
- la hausse du bénéfice de 19 M\$ de notre coentreprise Alliance d'une période à l'autre grâce aux produits saisonniers fermes favorables résultant de l'élargissement du différentiel de base;
- l'augmentation du bénéfice de 16 M\$ attribuable à l'apport sur un exercice complet des usines Tupper acquises en avril 2016;
- la hausse des marges de fractionnement de 45 M\$ d'une période à l'autre sous l'effet de l'augmentation des prix des LGN et de la demande accrue provenant de notre coentreprise Aux Sable;
- la hausse du bénéfice de 41 M\$ d'une période à l'autre provenant de nos actifs extracôtiers grâce aux volumes et au bénéfice accrus de certains pipelines en coentreprise.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

Le BAIIA a augmenté de 370 M\$ en raison de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- l'absence d'une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 440 M\$ comptabilisée en 2015 quant à nos entreprises de gaz naturel et de LGN aux États-Unis en raison du déclin prolongé des prix des marchandises, ce qui a entraîné une réduction des programmes de forage prévus des producteurs et influé négativement sur les volumes de nos réseaux de gaz naturel et de LGN; ce facteur est en partie annulé par
- une perte non réalisée hors trésorerie de 139 M\$ en 2016 comparativement à 77 M\$ en 2015, 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 les risques liés au change et aux prix des marchandises.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 51 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- les efficacités opérationnelles réalisées en 2016 par Alliance Pipeline grâce à la réduction des charges d'exploitation;
- l'apport du pipeline Heidelberg mis en service en janvier 2016;
- l'apport des usines Tupper acquises en avril 2016; ces facteurs ont été en partie annulés par
- la conjoncture défavorable en 2016 découlant de la baisse des volumes causée par la réduction des forages des producteurs dans nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis.

DISTRIBUTION DE GAZ

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	1 390	831	763

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été avantagé par l'apport de 545 M\$ d'Union Gas par suite de la conclusion de l'opération de fusion. Une comparaison avec les résultats antérieurs à l'opération de fusion des exercices précédents révèle que les résultats d'exploitation d'Union Gas ont surtout profité de produits d'exploitation plus élevés provenant du transport tirés du projet d'agrandissement Dawn-Parkway, de l'optimisation accrue de la capacité de stockage et de hausses des tarifs de livraison; ces incidences positives ont été partiellement neutralisées par des coûts d'exploitation plus élevés.

Après prise en compte de l'apport du bénéfice additionnel lié à l'opération de fusion, le BAIIA a augmenté de 14 M\$ en raison de certains facteurs commerciaux inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- un gain non réalisé hors trésorerie de 16 M\$ en 2017 comparativement à une perte non réalisée de 6 M\$ en 2016 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés de Noverco Inc. (« Noverco »);
- les températures supérieures à la normale observées en 2017, qui ont fait diminuer le BAIIA de 15 M\$, contre 18 M\$ en 2016; ces facteurs ont été en partie annulés par
- l'absence des autres ajustements au titre de la réglementation de 17 M\$ comptabilisés par Noverco en 2016.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

Le BAIIA a diminué de 11 M\$ en raison de certains facteurs de marché inhabituels, peu fréquents et autres, principalement les suivants :

- les températures supérieures à la normale observées en 2016, qui ont fait baisser le BAIIA de 18 M\$ alors qu'en 2015, les températures inférieures à la normale avaient eu l'incidence inverse, à hauteur de 15 M\$; ce facteur a été en partie compensé par
- d'autres ajustements au titre de la réglementation de Noverco de 17 M\$ comptabilisés en 2016, contre 6 M\$ en 2015.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 79 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement à l'important facteur commercial suivant :

- la hausse des charges de distribution découlant de la majoration de la base tarifaire et de l'accroissement de la clientèle, lequel a été supérieur aux prévisions prises en compte dans les tarifs.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	372	344	363

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA a augmenté de 4 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents et autres, principalement les suivants :

- l'absence d'une perte de valeur liée à des placements de 13 M\$ comptabilisée en 2016; ce facteur a été annulé en partie par
- une perte de 9 M\$ résultant de la vente d'un placement.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 24 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la force accrue des vents aux centrales éoliennes canadiennes et américaines d'une période à l'autre, à hauteur de 12 M\$;
- l'apport de 9 M\$ des nouveaux projets éoliens américains mis en service en 2016 et en 2017.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

Le BAIIA a diminué de 13 M\$ en raison d'une perte de valeur liée à des placements inhabituelle et peu fréquente inscrite en 2016.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 6 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- des interruptions subies dans certaines centrales éoliennes de l'est du Canada au premier et au quatrième trimestre de 2016, en raison des conditions météorologiques qui ont entraîné une forte accumulation de glace sur les pales des éoliennes;
- l'affaiblissement des ressources éoliennes à certaines installations au Canada d'une période à l'autre; ces facteurs ont été annulés en partie par
- la force accrue des vents aux centrales éoliennes américaines au cours de la deuxième moitié de 2016.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	(263)	(183)	324

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 2017 et 2016

Le BAIIA a augmenté de 2 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement le suivant :

- une perte non réalisée hors trésorerie de 200 M\$ en 2017 comparativement à 205 M\$ en 2016, ce qui reflète la réévaluation des instruments financiers dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 82 M\$ de la diminution est imputable principalement à l'important facteur commercial suivant :

- la baisse de rendement des activités canadiennes et américaines des Services énergétiques en raison de la baisse enregistrée à certains emplacements de pétrole brut et de LGN et de la compression des différentiels de qualité en 2017 qui ont limité les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

Le BAIIA a diminué de 477 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement le suivant :

- une perte non réalisée hors trésorerie de 205 M\$ en 2016 comparativement à un gain non réalisé de 264 M\$ en 2015, ce qui reflète la réévaluation des instruments financiers dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations de prix des marchandises.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 30 M\$ de la diminution est imputable principalement à l'important facteur commercial suivant :

- la baisse de rendement des activités canadiennes et américaines des Services énergétiques en raison de la baisse enregistrée à certains emplacements de pétrole brut et de LGN et de la compression des différentiels de qualité en 2016 qui ont limité les possibilités de dégager des marges bénéficiaires.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

PERTE AVANT INTÉRÊTS, IMPÔTS ET AMORTISSEMENT

	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Perte avant intérêts, impôts et amortissement	(337)	(101)	(867)

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

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

Le BAIIA a diminué de 315 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents ou autres, principalement les suivants :

- les coûts de mise en valeur de projets et les coûts de transactions de 197 M\$ engagés en 2017, par rapport à 81 M\$ en 2016, pour l'opération de fusion;
- les coûts des indemnités de cessation d'emploi versés aux salariés et les coûts de restructuration de 292 M\$ engagés en 2017 contre 92 M\$ en 2016 relativement à un projet de réorganisation d'entreprise et à l'opération de fusion; ces facteurs ont été en partie compensés par
- une perte de change intersociétés non réalisée hors trésorerie de 29 M\$ en 2017 comparativement à 43 M\$ en 2016 aux termes de notre programme de gestion du risque de change.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 79 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement à l'important facteur commercial suivant :

- une perte réalisée de 173 M\$ en 2017 comparativement à 281 M\$ en 2016 se rapportant à des règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change.

Comparaison des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

Le BAIIA a augmenté de 854 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels, peu fréquents et autres, principalement les suivants :

- un gain non réalisé hors trésorerie de 417 M\$ en 2016 comparativement à une perte non réalisée de 694 M\$ en 2015 découlant de notre programme de couverture du change; ce facteur a été annulé en partie par
- une perte de change intersociétés non réalisée hors trésorerie de 43 M\$ en 2016 comparativement à 131 M\$ en 2015;
- les coûts de mise en valeur de projets et les coûts de transactions de 81 M\$ engagés en 2016 pour l'opération de fusion;
- les coûts des indemnités de cessation d'emploi versés aux salariés de 92 M\$ engagés en 2016 contre 47 M\$ en 2015 relativement à un projet de réorganisation d'entreprise.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 88 M\$ de la diminution est imputable principalement à l'important facteur commercial suivant :

- une perte réalisée de 281 M\$ en 2016 comparativement à 203 M\$ en 2015 se rapportant à des règlements conclus aux termes de notre programme de gestion du risque de change.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

Notre stratégie d'affaires repose entre autres sur la concrétisation fructueuse de notre programme d'investissement de croissance. En 2017, nous avons réussi la mise en service de projets de croissance d'environ 12 G\$ répartis entre plusieurs unités d'exploitation, et nous prévoyons de mettre en service une autre tranche de 22 G\$ de projets garantis sur le plan commercial d'ici 2020.

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 ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	État d'avancement	Date d'entrée en service prévue
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
OLÉODUCS					
1 Réseau pipeline Norlite (le groupe du fonds)	70 %	1,3 G\$	1,1 G\$	Terminé	En service
2 Réseau pipeline Bakken (EEP) ³	27,6 %	1,5 G\$ US	1,5 G\$ US	Terminé	En service
3 Projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux (le groupe du fonds)	100 %	2,6 G\$	2,3 G\$	Terminé	En service
4 Agrandissement du réseau principal de Lakehead - canalisation 61 (EEP) ⁴	100 %	0,4 G\$ US	0,4 G\$ US	Essentiellement terminé	S2 2019
5 Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds)	100 %	5,3 G\$	2,3 G\$	En construction	S2 2019
6 Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP) ⁴	100 %	2,9 G\$ US	0,7 G\$ US	En construction	S2 2019
7 Autres – Canada	100 %	0,2 G\$	0,2 G\$ US	Divers stades	2018
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES					
8 Sabal Trail (SEP) ⁵	50 %	1,6 G\$ US	1,5 G\$ US	Terminé	En service
9 Prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon (SEP) ⁵	100 %	0,5 G\$ US	0,3 G\$ US	Terminé	En service
10 Atlantic Bridge (SEP) ⁵	100 %	0,5 G\$ US	0,3 G\$ US	En construction	T4 2018
11 NEXUS (SEP) ⁵	50 %	1,3 G\$ US	0,6 G\$ US	En construction	T3 2018
12 Projet de fiabilité et de maintenabilité ⁵	100 %	0,5 G\$	0,4 G\$	En construction	T3 2018
13 Gazoduc Valley Crossing ⁵	100 %	1,5 G\$ US	1,1 G\$ US	En construction	T4 2018

14	Programme Spruce Ridge ⁵	100 %	0,5 G\$	0,1 G\$	Préconstruction	2019
15	Programme d'agrandissement du réseau T-South ⁵	100 %	1,0 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Préconstruction	2020
16	Autres – États-Unis ⁵	100 %	1,9 G\$ US	1,0 G\$ US	Divers stades	2017-2019
17	Autres – Canada ⁵	100 %	0,9 G\$	0,7 G\$	Divers stades	2017-2018
DISTRIBUTION DE GAZ						
18	Agrandissement Dawn-Parkway en 2017 ⁵	100 %	0,6 G\$	0,6 G\$	Terminé	En service
19	Projet d'agrandissement de Panhandle ⁵	100 %	0,3 G\$	0,2 G\$	Terminé	En service
ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT						
20	Projet éolien Chapman Ranch	100 %	0,4 G\$ US	0,3 G\$ US	Terminé	En service
21	Projet éolien extracôtier Rampion	24,9 %	0,8 G\$ (0,37 G£)	0,6 G\$ (0,3 G£)	En construction	T2 2018
22	Projet éolien extracôtier Hohe See et agrandissement	50 %	2,1 G\$ (1,34 G€)	0,5 G\$ (0,4 G€)	Préconstruction	S2 2019

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

2 Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 31 décembre 2017.

3 Le 15 février 2017, EEP a fait l'acquisition d'une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken pour un prix d'achat de 2,0 G\$ (1,5 G\$ US). Le 27 avril 2017, Enbridge a conclu avec EEP une entente de financement conjoint pour le réseau pipeline Bakken, aux termes de laquelle Enbridge détient 75 % et EEP détient 25 % de la participation effective combinée de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken.

4 L'agrandissement du réseau principal de Lakehead est financé à 75 % par Enbridge et à 25 % par EEP; EEP exploitera le projet selon la méthode fondée sur le coût du service. Le programme L3R aux États-Unis est financé à 99 % par Enbridge et à 1 % par EEP.

5 Comprend les projets acquis dans le cadre de l'opération de fusion. Des renseignements supplémentaires se trouvent à la rubrique Fusion avec Spectra Energy.

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 mis en service en 2017 :

- **Réseau pipeline Norlite (le groupe du fonds)** – pipeline de diluants reliant notre terminal Stonefell et nos installations de Fort McMurray Sud avec une canalisation de transfert vers le parc de réservoirs de l'est de Suncor. Le projet a une capacité initiale d'environ 218 000 b/j, qui pourrait être portée à environ 465 000 b/j avec l'ajout de stations de pompage. Le projet a été mis en service commercial le 1^{er} mai 2017.
- **Réseau Bakken (EEP)** – réseau pipeline transportant du pétrole brut de la formation de Bakken, au Dakota du Nord, aux marchés de l'est du PADD II et de la côte américaine du golfe du Mexique. Sa capacité initiale est d'environ 470 000 b/j de pétrole brut et pourrait être portée à environ 570 000 b/j. Il a été mis en service le 1^{er} juin 2017.

- **Projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux (le groupe du fonds)** – canalisation jumelle du pipeline Athabasca, qui comprend le doublement de la section sud du pipeline de pétrole brut Athabasca allant de Kirby Lake, en Alberta, au carrefour de pétrole brut de Hardisty, en Alberta, d'une capacité initiale d'environ 450 000 b/j, qui pourrait être portée à environ 800 000 b/j. Cette portion du projet a été mise en service le 1^{er} janvier 2017. La portion du projet qui englobe le prolongement du pipeline de Wood Buffalo comprend le prolongement d'un pipeline de pétrole brut entre Cheecham, en Alberta, et Kirby Lake, également en Alberta, d'une capacité initiale d'environ 635 000 b/j, qui pourrait être portée à environ 800 000 b/j. Cette portion du projet a été mise en service le 1^{er} décembre 2017.
- **Projet Hangingstone de JACOS (le groupe du fonds)** – pipeline de pétrole brut reliant l'emplacement du projet Hangingstone de Japan Canada Oil Sands Limited (« JACOS ») à notre terminal Cheecham d'une capacité initiale d'environ 40 000 b/j. Le projet a été mis en service le 29 août 2017.

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient être mis en service en 2018 et en 2019 :

- **Agrandissement du réseau principal de Lakehead (EEP)** – la dernière étape du projet comprend l'agrandissement de l'accès vers le sud entre Superior, au Wisconsin, et Flanagan, en Illinois, ce qui fera passer la capacité de 950 000 b/j à 1 200 000 b/j; le projet était pratiquement terminé en juin 2017. Nous prévoyons actuellement que la mise en service de cette étape aura lieu au second semestre de 2019 pour qu'elle corresponde mieux à la mise en service prévue du programme de remplacement de la canalisation 3 (le « programme L3R aux États-Unis »). Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la section *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire*.
- **Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds)** – remplacement de la canalisation de pétrole brut 3 existante entre Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba. Le programme L3R n'augmentera pas la capacité globale du réseau principal, mais il assurera la restauration d'une capacité d'environ 370 000 b/j, il renforcera la sécurité et la fiabilité opérationnelle de l'ensemble du réseau et nous confèrera davantage de souplesse en plus de nous permettre d'optimiser le débit de l'Ouest canadien jusqu'à Superior, dans le Wisconsin. Le programme L3R devrait atteindre la capacité initiale d'environ 760 000 b/j. La construction a commencé au début d'août 2017. Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la section *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire*.
- **Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)** – 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, de même que le programme L3R au Canada décrit ci-dessus, renforcera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau principal, confèrera de la souplesse au réseau et nous permettra, ainsi qu'à EEP, d'optimiser le débit sur le réseau principal. Le programme L3R devrait atteindre la capacité initiale d'environ 760 000 b/j. La construction du tronçon du programme L3R aux États-Unis situé au Wisconsin, qui a commencé vers la fin du mois de juin 2017, sera pratiquement terminée en février 2018. Pour d'autres faits nouveaux sur le projet, se reporter à la section *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire*.



Oléoducs

- 1 Réseau pipeline Norlite (le groupe du fonds)
- 2 Réseau pipeline Bakken (EEP)
- 3 Projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux (le groupe du fonds)
- 4 Agrandissement du réseau principal de Lakehead (EEP)
- 5 Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds)
- 6 Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP)

—	Actifs en exploitation
—	Projets mis en service en 2017
—	Projets de croissance

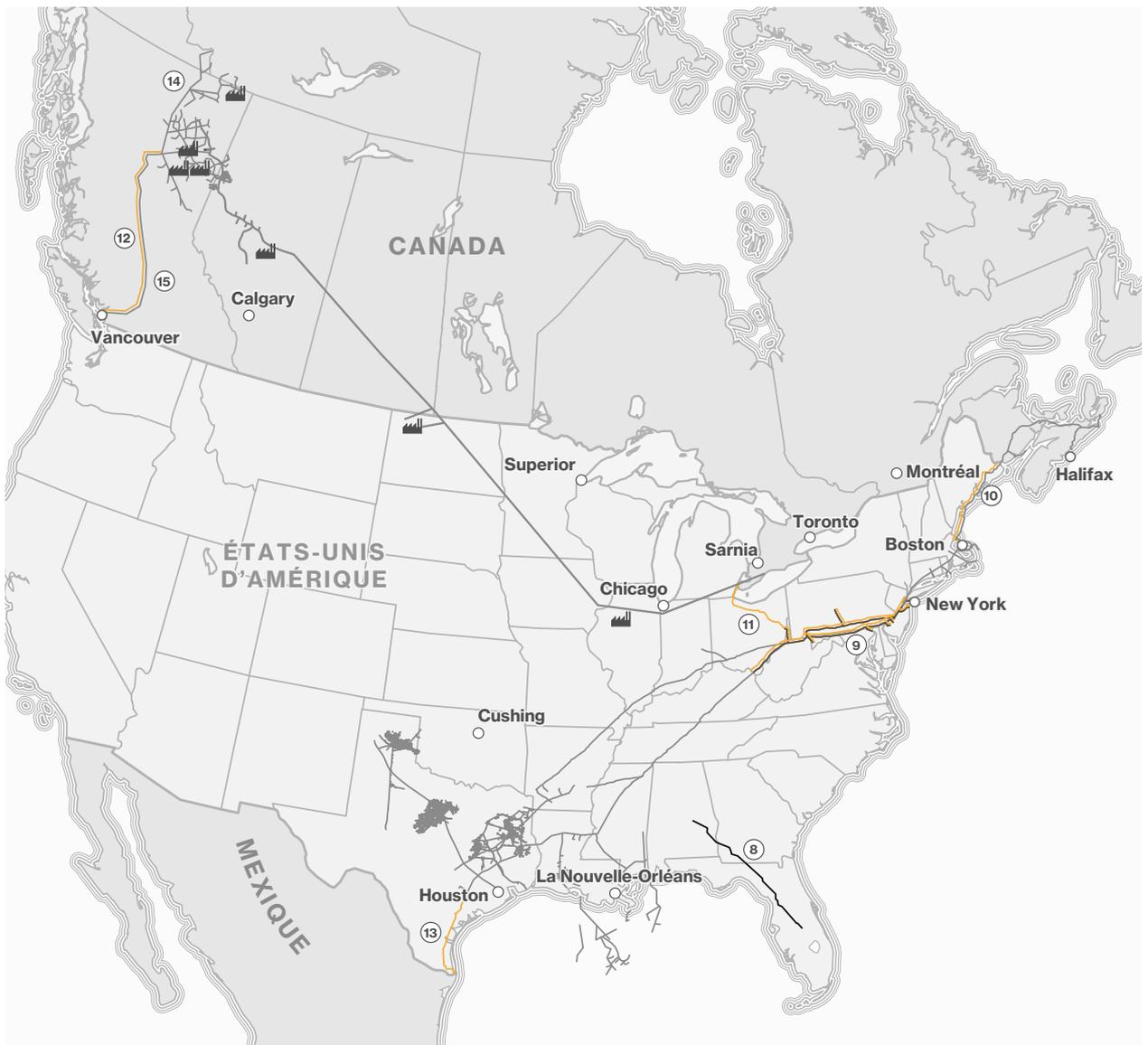
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants ont été mis en service en 2017 :

- **Sabal Trail (SEP)** – gazoducs reliant Alexander City, en Alabama, au carrefour du centre de la Floride situé à Kissimmee, qui ajoutera environ 1,1 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») de capacité supplémentaire et donnera accès aux ressources de gaz de schiste terrestres, une fois achevés les futurs agrandissements approuvés. Les installations comprennent un nouveau gazoduc de 749 kilomètres (465 milles) de longueur, ainsi que des canalisations latérales et plusieurs stations de compression. Le projet a été mis en service le 3 juillet 2017.
- **Prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon (SEP)** – prolongements de gazoducs reliant la région des Appalaches aux États-Unis aux marchés du Midwest et du sud-est des États-Unis. Ensemble, ces projets procurent une capacité initiale de 622 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») de gaz à des clients des États de l'Ohio, du Kentucky et du Mississippi. Le projet Lebanon a été mis en service le 1^{er} août 2017; la plus grande partie des portions prolongement de l'accès et Adair ont été mises en service en novembre 2017, le reste, soit 20 Mpi³/j, devrait être mis en service au premier trimestre de 2018.

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient être mis en service entre 2018 et 2020 :

- **Atlantic Bridge (SEP)** – agrandissement du réseau Algonquin Gas Transmission de SEP qui transportera 133 Mpi³/j de gaz naturel vers la Nouvelle-Angleterre. L'agrandissement consiste principalement à remplacer un gazoduc et à ajouter des stations de comptage et une nouvelle capacité de compression dans l'État du Connecticut, ainsi qu'une nouvelle station de compression au Massachusetts. Le tronçon du projet situé au Connecticut est entré en service au quatrième trimestre de 2017. Le reste du projet devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2018.
- **NEXUS (SEP)** – réseau de gazoducs qui reliera le réseau de l'est du Texas de SEP en Ohio au carrefour Dawn d'Union Gas, en Ontario, en passant par Vector Pipeline L.P., d'une capacité d'environ 1,5 Gpi³/j. Le projet a reçu l'aval de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en août 2017, et les travaux de construction ont commencé.
- **Projet de fiabilité et de maintenabilité** – projet de gazoduc qui vise à améliorer le rendement du tronçon sud du réseau de British Columbia Pipeline pour soutenir la charge de base accrue imposée au réseau. Le projet comporte l'ajout de nouveaux compresseurs à trois stations de compression situées le long du réseau de gazoducs et la mise à niveau des points de croisement existants et l'ajout de nouveaux points de croisement à des endroits stratégiques. En 2017, six points de croisement ont été mis en service.
- **Gazoduc Valley Crossing** – gazoduc reliant le carrefour Agua Dulce, au Texas, jusqu'à un raccordement extracôtier faisant partie du projet Sur de Texas-Tuxpan que construit actuellement une tierce partie. Ce projet permettra au Mexique de répondre à ses besoins croissants de centrales au gaz grâce à une capacité pouvant atteindre 2,6 Gpi³/j.
- **Programme Spruce Ridge** – projet de prolongement du gazoduc de British Columbia Pipeline de Westcoast Energy Inc. jusque dans le nord de la Colombie-Britannique, ce qui comprend le projet de doublement Aitken Creek et le projet d'agrandissement Spruce Ridge. Ensemble, les projets fourniront une capacité additionnelle pouvant atteindre 402 Mpi³/j.
- **Programme d'agrandissement du réseau T-South** – programme d'agrandissement du gazoduc du réseau T-South de Westcoast Energy Inc. qui fournira une capacité additionnelle d'environ 190 Mpi³/j au marché de Huntington/Sumas à la frontière canado-américaine.



Transport de gaz et services intermédiaires

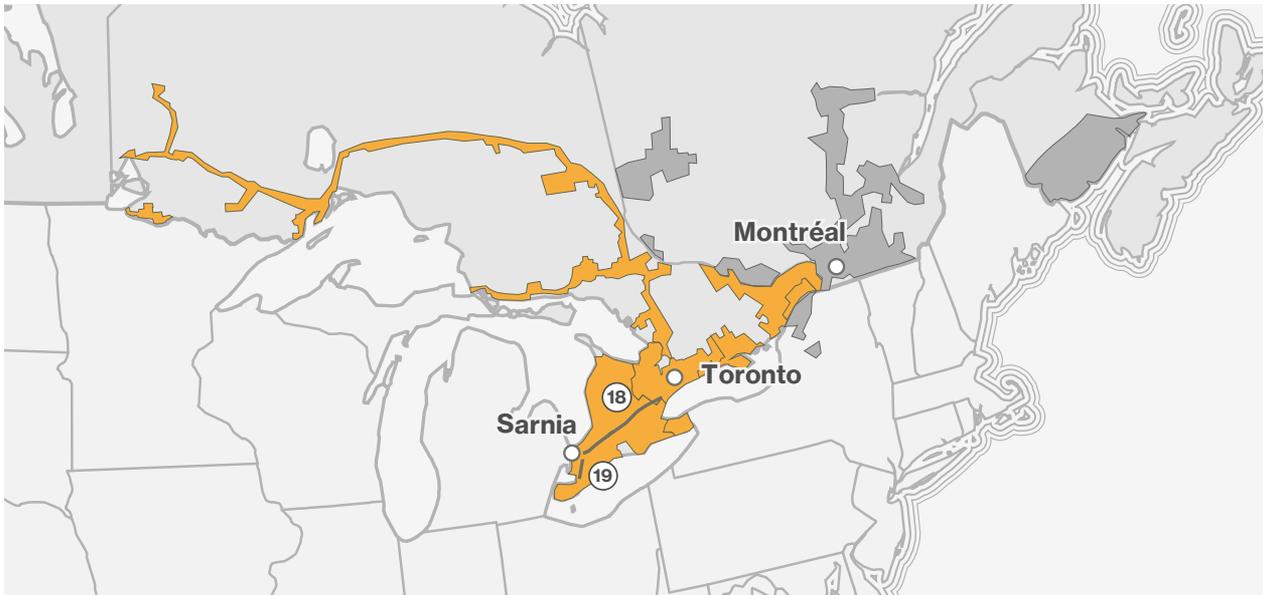
- 8 Sabal Trail (SEP)
- 9 Prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon (SEP)
- 10 Atlantic Bridge (SEP)
- 11 NEXUS (SEP)
- 12 Projet de fiabilité et de maintenabilité
- 13 Gazoduc Valley Crossing
- 14 Programme Spruce Ridge
- 15 Projet d'agrandissement du réseau T-South

	Actifs en exploitation
	Projets mis en service en 2017
	Projets de croissance
	Usines à gaz en exploitation

DISTRIBUTION DE GAZ

En plus des investissements effectués dans le cours normal des activités pour répondre à la demande des nouveaux clients, les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants ont été mis en service en 2017 :

- **Agrandissement Dawn-Parkway en 2017** – agrandissement du réseau existant de gazoducs Dawn-Parkway, qui procure des services de transport de Dawn à la région du Grand Toronto, par l'ajout de nouveaux compresseurs à chacune des stations de compression Dawn, Lobo et Bright situées en Ontario. Le projet, d'une capacité additionnelle d'environ 419 Mpi³/j, a été mis en service en octobre 2017.
- **Projet d'agrandissement de Panhandle** – expansion du gazoduc Panhandle allant de Dawn jusqu'au poste de transport Dover, à Chatham-Kent, en Ontario. Le projet répond à la forte croissance de la demande dans le sud-ouest de l'Ontario et a été mis en service en novembre 2017.



Distribution de gaz

18 Agrandissement Dawn-Parkway

19 Projet d'agrandissement de Panhandle

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

Le projet de croissance garanti sur le plan commercial suivant a été mis en service en 2017 :

- **Projet éolien Chapman Ranch** – projet éolien constitué de 81 turbines d'Acciona Windpower North America, LLC (« Acciona ») situé dans le comté de Nueces, au Texas qui génère environ 249 MW d'électricité; il a été mis en service le 25 octobre 2017. Acciona fournit les services liés à l'exploitation et à l'entretien des turbines aux termes d'un contrat à prix fixe de cinq ans assorti d'une option de prolongement. Le projet est appuyé par un accord d'enlèvement d'énergie de 12 ans.

Les projets de croissance garantis sur le plan commercial suivants devraient être mis en service en 2018 et en 2019 :

- **Projet éolien extracôtier Rampion** – projet éolien situé au large des côtes du Sussex, au Royaume-Uni, constitué de 116 turbines, qui produiront environ 400 MW d'électricité lorsque le projet sera terminé. Nous détenons une participation effective de 24,9 %, la Green Investment Bank plc du Royaume-Uni détient une participation de 25 % et E.ON SE détient la participation restante 50,1 % dans le projet; ce dernier a été conçu et est construit par E.ON Climate & Renewables UK Limited, filiale de E.ON SE. Le projet éolien extracôtier Rampion s'appuie sur les produits tirés d'un programme de certificat d'obligations renouvelables à prix fixe du Royaume-Uni et sur un accord d'achat d'énergie d'une durée de 15 ans. Le projet, qui a commencé à produire de l'électricité en novembre 2017, est actuellement en phase de démarrage.
- **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. Le projet éolien extracôtier Hohe See et son agrandissement sera réalisé dans le cadre de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et d'installation à forfait qui seront signés avec d'importants fournisseurs. Ce projet et son agrandissement sont appuyés par un mécanisme de soutien des produits de 20 ans réglementé par le gouvernement.



Énergie verte et transport

- 20 Projet éolien Chapman Ranch
- 21 Projet éolien extracôtier Rampion
- 22 Projet éolien extracôtier Hohe See

	Ligne de transport d'électricité en exploitation
	Actifs éoliens en exploitation
	Actifs solaires en exploitation
	Projets de croissance – Éolien

ANNONCES D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT

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

OLÉODUCS

- **Projet de pipeline Gray Oak** – réseau pipelinier d'une capacité de 385 000 b/j qui procurera aux producteurs et à d'autres expéditeurs la possibilité de garantir le transport de pétrole brut de l'ouest du Texas jusqu'aux marchés de destination de Corpus Christi, Freeport et Houston, au Texas, qui sont raccordés à plus de 3 millions de b/j de capacité de raffinage et à de nombreuses installations de transbordement pouvant prendre en charge l'exportation de pétrole brut. Le projet, réalisé en partenariat avec Phillips 66, devrait entrer en service durant la deuxième moitié de 2019, sous réserve de l'intérêt qui sera manifesté par les expéditeurs pendant l'appel de soumissions récemment clôturé.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

- **Projet de gazoduc Gulf Coast Express** – gazoduc reliant la région de Waha, au Texas, à Agua Dulce, au Texas, d'une capacité pouvant atteindre 1,7 Gpi³/j. Le projet consiste en l'aménagement conjoint de notre investissement dans DCP Midstream, Kinder Morgan Texas Pipeline LLC et une société affiliée de Targa Resources Corp.; il devrait être mis en service au second semestre de 2019, sous réserve de l'obtention d'engagements suffisants de la part des expéditeurs.
- **Projet d'agrandissement d'Alliance Pipeline** – Alliance Pipeline a annoncé le dépôt d'un appel d'offres non exécutoire visant à connaître l'intérêt pour des services de transport additionnels sur les réseaux d'Alliance Pipeline Canada et d'Alliance Pipeline US. Alliance Pipeline maintient un dialogue avec les parties intéressées et évalue l'ajout d'installations de compression le long du réseau afin d'en accroître le débit à 500 Mpi³/j. La mise en service projetée pour l'augmentation potentielle de la capacité est prévue pour le second semestre de 2021.
- **Accès vers le nord-est** – projet destiné à fournir de l'énergie à prix abordable aux consommateurs de la Nouvelle-Angleterre. La capacité limitée des gazoducs actuels et la fiabilité du réseau restent les principaux problèmes de la Nouvelle-Angleterre et doivent être résolus pour que la région obtienne l'énergie dont elle a besoin. Les partenaires du projet continuent de chercher un modèle commercial et opérationnel viable pour acheminer du gaz naturel vers cette région.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

- **Eolien Maritime France SAS** – participation de 50 % dans Eolien Maritime France SAS (« 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 extracôtières de grande envergure qui produiront ensemble 1 428 MW. Le développement de ces projets est soumis à l'obtention d'une décision d'investissement finale et à l'approbation des organismes de réglementation, dont le calendrier n'est pas encore déterminé avec certitude.

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.

PROJETS DE CROISSANCE – QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

Agrandissement du réseau principal de Lakehead (EEP)

Le 16 octobre 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel à EEP autorisant l'exploitation de la canalisation 67 à sa capacité prévue de 888 889 b/j, à la frontière canado-américaine, près de Neche, au Dakota du Nord.

Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds)

En décembre 2016, la Fédération des Métis du Manitoba (« FMM ») et l'Association des chefs du Manitoba (« ACM ») ont déposé une requête en autorisation d'appel auprès de la Cour d'appel fédérale, qui a été par la suite accordée, pour qu'elle procède à une révision judiciaire de la décision du gouvernement du Canada approuvant le programme L3R au Canada. Le 4 juillet 2017, la FMM a retiré sa requête de révision judiciaire. Le 25 octobre 2017, l'ACM a retiré sa requête de révision judiciaire. Par conséquent, aucune partie ne peut désormais contester la décision du gouvernement du Canada d'approuver le programme L3R au Canada.

L'Office a approuvé tous les documents requis préalablement à la construction.

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

EEP fait les démarches nécessaires pour obtenir les permis de construction requis pour le programme L3R aux États-Unis dans l'État du Minnesota. Le projet exige un certificat de nécessité et l'approbation du tracé du pipeline (« approbation du tracé ») de la MNPUC. Cette dernière a jugé complètes les demandes de certificat de nécessité et d'approbation du tracé pour le programme L3R aux États-Unis, dans l'État du Minnesota. Le 1^{er} février 2016, la MNPUC a rendu une ordonnance écrite exigeant du département du Commerce du Minnesota (« DOC ») qu'il réalise une étude d'impact environnemental (« EIE ») avant le dépôt du témoignage de l'intervenant du processus d'obtention du certificat de nécessité et d'approbation du tracé. Le 17 août 2017, le DOC a rendu publique son EIE définitive. Le 7 décembre 2017, la MNPUC a déterminé que l'EIE définitive n'était pas adéquate dans quatre domaines spécifiques. Le DOC a publié une EIE complémentaire le 12 février 2018, et la MNPUC déterminera si elle est adéquate au deuxième trimestre de 2018. Parallèlement aux dossiers visant l'obtention du certificat de nécessité et l'approbation du tracé, des audiences publiques et des séances d'audition des témoins ont eu lieu en divers endroits le long du tracé proposé ainsi qu'à St. Paul, dans le Minnesota, de septembre à novembre 2017. Les audiences sont maintenant terminées. On s'attend à ce que la MNPUC rende une décision sur le certificat de nécessité et l'approbation du tracé à la fin du deuxième trimestre de 2018.

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 confirmées 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 recours aux marchés financiers.

Notre programme de financement est périodiquement mis à jour en fonction de l'évolution des besoins en capitaux et de la situation des marchés financiers; il cerne diverses sources potentielles de financement par emprunt et par capitaux propres, y compris le recours aux entités nous sommes le promoteur. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la rubrique *Entités détenues à titre de promoteur* ci-après.

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. Conformément à notre programme de financement, nous avons réalisé les émissions suivantes en 2017 :

Entité	Type d'émission	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>		
Enbridge Inc.	Actions ordinaires (par voie d'échange d'actions*)	37 429
Enbridge Inc.	Actions ordinaires (par voie de placement privé)	1 500
Enbridge Inc.	Actions privilégiées	500
Enbridge Inc.	Billets subordonnés à taux fixe-variable	1 650
Enbridge Inc.	Billets à taux variable	750
Enbridge Inc.	Billets à moyen terme	1 200
Enbridge Inc.	Billets subordonnés à taux fixe-variable en \$ US	1 000 \$US
Enbridge Inc.	Billets à taux variable en \$ US	1 200 \$US
Enbridge Inc.	Billets de premier rang en \$ US	1 400 \$US
Enbridge Income Fund Holdings Inc.	Actions ordinaires	575
Enbridge Income Fund Holdings Inc.	Actions ordinaires (par voie de placement secondaire d'Enbridge)	575
Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)	Billets à moyen terme	300
Spectra Energy Partners, LP	Billets à taux variable	400 \$US
Union Gas Limited	Billets à moyen terme	500

**Dans le cadre de l'opération de fusion*

Le 9 janvier 2018, Texas Eastern Transmission, LP, filiale en propriété exclusive en exploitation de SEP, a mené à terme le placement de 800 M\$ US de billets de premier rang, qui sont composés de deux tranches de 400 M\$ US assorties d'un taux d'intérêt fixe de 3,50 % et de 4,15 % et d'une échéance en 2028 et en 2048, respectivement.

Facilités de crédit, notations et liquidités

Pour maintenir nos liquidités et pour atténuer le risque lié aux perturbations des marchés des capitaux, nous maintenons notre accès à des fonds par le truchement de nos facilités de crédit bancaire confirmées et nous gérons activement nos sources de financement bancaire pour optimiser les taux et les autres modalités. Le tableau ci-après présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2017.

31 décembre	Échéance	2017		
		Total des facilités	Prélèvements ¹	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc. ²	2019-2022	7 353	2 737	4 616
Enbridge (U.S.) Inc.	2019	3 590	490	3 100
Enbridge Energy Partners, L.P. ³	2019-2022	3 289	1 820	1 469
Enbridge Gas Distribution Inc.	2019	1 016	972	44
Enbridge Income Fund	2020	1 500	766	734
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	2019	25	–	25
Enbridge Pipelines Inc.	2019	3 000	1 438	1 562
Enbridge Southern Lights LP	2019	5	–	5
Spectra Energy Partners, LP ^{4,5}	2022	3 133	2 824	309
Union Gas Limited ⁵	2021	700	485	215
Westcoast Energy Inc. ⁵	2021	400	–	400
Total des facilités de crédit engagées		24 011	11 532	12 479

1 Compte tenu des montants prélevés sur les facilités de crédit, des lettres de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par la facilité de crédit.

2 Comprennent des engagements de 135 M\$, de 157 M\$ (125 M\$ US) et de 150 M\$ qui viennent à échéance en 2018, en 2018 et en 2020, respectivement.

3 Comprennent des engagements de 219 M\$ (175 M\$ US) et de 232 M\$ (185 M\$ US) qui viennent à échéance en 2018 et en 2020, respectivement.

4 Comprennent des engagements de 421 M\$ (336 M\$ US) qui viennent à échéance en 2021.

5 Facilités de crédit engagées acquises le 27 février 2017 dans le cadre de l'opération de fusion. Des renseignements supplémentaires se trouvent à la rubrique Fusion avec Spectra Energy.

Au cours du premier trimestre de 2017, Enbridge a établi une facilité de crédit à terme de cinq ans d'un montant de 239 M\$ (20 000 M¥) auprès d'un consortium de banques japonaises. Le capital et les intérêts sur cette facilité ont été convertis en dollars américains au moyen d'un swap de devises.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, nous avons à notre disposition des facilités à vue non engagées de 792 M\$, sur lesquelles un montant de 518 M\$ était inutilisé au 31 décembre 2017. Au 31 décembre 2016, nous détenions des facilités de crédit non engagées de 335 M\$, sur lesquelles un montant de 177 M\$ était inutilisé.

Le montant net de 12 959 M\$ de nos liquidités disponibles au 31 décembre 2017 comprenait 480 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Nos ententes de facilité de crédit et conventions d'emprunts à terme comprennent des dispositions en cas de défaut et des clauses restrictives standards, en application desquelles un remboursement accéléré ou la résiliation des ententes peuvent être exigés si nous nous trouvons en situation de défaut de paiement ou contrevenons à certaines clauses restrictives. Au 31 décembre 2017, nous respectons toutes les clauses restrictives et prévoyons de continuer de nous y conformer.

La forte croissance des flux de trésorerie d'origine interne, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de notre modèle d'affaires 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 sur le capital total. Au 31 décembre 2017, notre ratio de capitalisation de la dette s'élevait à 48,3 %, comparativement à 61,8 % au 31 décembre 2016. L'amélioration du ratio reflétait une augmentation des capitaux propres par suite de l'opération de fusion.

En 2017, nos notations de crédit ont été maintenues comme suit :

- DBRS Limited a confirmé notre notation d'émetteur ainsi que la notation de nos billets à moyen terme et débetures non garanties à BBB (élevée), la notation des billets subordonnés à taux variable différé à BBB (basse), la notation des actions privilégiées à Pfd-3 (élevée) et la notation des billets de trésorerie à R-2 (élevée), mais elles sont passées de sous surveillance avec perspective évolutive à stable.
- 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.
- En juin 2017, nous avons obtenu auprès de Fitch une notation par défaut à long terme et une notation de la dette non garantie de premier rang de BBB+, une notation des actions privilégiées de BBB-, une notation des billets subordonnés de deuxième rang de BBB- ainsi qu'une notation des titres de créance à court terme et des billets de trésorerie de F2 avec perspectives stables.
- Le 22 décembre 2017, Moody's Investor Services, Inc. a révisé à la baisse notre notation d'émetteur et la notation de nos billets non garantis de premier rang pour les faire passer de Baa2 à Baa3, la notation de nos billets subordonnés est passée de Ba1 à Ba2, la notation de nos actions privilégiées est passée de Ba1 à Ba2, la notation des billets de trésorerie d'Enbridge (U.S.) Inc. est passée de P-2 à P-3, mais les perspectives de ces notations sont toutes passées de négatives à stables.

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 70 M\$ au 31 décembre 2017, comparativement à 800 M\$ au 31 décembre 2016. L'augmentation des soldes des placements à court terme à la fin de 2016 reflète l'investissement temporaire d'une partie du produit des placements sur les marchés des capitaux réalisés au quatrième trimestre de 2016 dans l'attente du redéploiement dans le cadre de notre programme de dépenses d'investissement de croissance.

Aucune restriction importante ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 107 M\$ comprend les entrées de trésorerie d'EGD et d'Union Gas versées par le gouvernement de l'Ontario pour le financement du programme du Fonds d'investissement vert de la province. De plus, notre trésorerie soumise à restrictions comprend une garantie en trésorerie et des montants reçus au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. En général, nous n'avons aisément accès à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par EEP, le groupe du fonds et SEP qu'une fois que les distributions sont déclarées et versées par ces entités, ce qui a lieu trimestriellement pour EEP et SEP et mensuellement pour le groupe du fonds. Par ailleurs, nous ne pouvons pas aisément accéder pour d'autres usages à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales à l'étranger.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, aux 31 décembre 2017 et 2016, nous avons un fonds de roulement négatif de 2 538 M\$ et de 456 M\$, respectivement. Pour les deux périodes, le financement continu de notre programme d'investissement de croissance a été le principal facteur du déficit du fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, nous maintenons un montant considérable de liquidités grâce aux facilités de crédit engagées et à d'autres sources déjà mentionnées, qui permettent le règlement des passifs à l'échéance. Aux 31 décembre 2017 et 2016, le montant net de nos liquidités disponibles totalisait 12 959 M\$ et 14 274 M\$, respectivement, sur une base consolidée. Nous prévoyons que toute partie à court terme de la dette à long terme arrivant à échéance sera aussitôt refinancée.

SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Activités d'exploitation	6 584	5 211	4 571
Activités d'investissement	(11 002)	(5 192)	(7 933)
Activités de financement	3 476	840	3 074
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	(72)	(19)	143
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 014)	840	(145)

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 sont résumés ci-après.

Activités d'exploitation

2017

- La croissance des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2017 témoigne des facteurs d'exploitation favorables dont il est question à la section *Résultats d'exploitation* et qui comprennent notamment l'apport de 2 574 M\$ des nouveaux actifs par suite de la conclusion de l'opération de fusion.
- Pour l'exercice considéré, les coûts de transaction liés à l'opération de fusion et les coûts des indemnités de cessation d'emploi versées aux employés dans le cadre de la réduction de l'effectif à l'échelle de l'entreprise ont en partie annulé l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.
- La variation des actifs et des passifs d'exploitation, qui s'est établie à 314 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 contre 358 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, reflète le fonds de roulement négatif pour les deux périodes. Nos actifs et nos passifs d'exploitation fluctuent dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment la fluctuation des prix des marchandises et le niveau d'activité des secteurs Services énergétiques et Distribution de gaz, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements.

2016

- La croissance des flux de trésorerie provenant de l'exploitation en 2016 témoignait des facteurs d'exploitation favorables dont il est question à la section *Résultats d'exploitation* et qui comprennent notamment l'apport accru du secteur Oléoducs, contrebalancé en partie par l'augmentation des frais financiers par suite des emprunts supplémentaires contractés pour financer la croissance des actifs et par l'incidence du refinancement de la dette liée à la construction au moyen d'emprunts à plus long terme.
- La variation des actifs et des passifs d'exploitation liés aux activités d'exploitation s'est établie à 358 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, par rapport à 645 M\$ pour l'exercice 2015. Nos actifs et nos passifs d'exploitation fluctuent dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment la fluctuation des prix des marchandises et le niveau d'activité des services énergétiques et du secteur Distribution de gaz, le calendrier des paiements d'impôt, les variations générales de nos niveaux d'activité ainsi que le moment des encaissements et des décaissements.

Activités d'investissement

Nous poursuivons l'exécution de notre programme de dépenses en immobilisations de croissance, qui est décrit plus en détail à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*. Le calendrier de l'approbation, de la construction et de la mise en service des projets influe sur le moment des besoins en flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente un sommaire des acquisitions d'immobilisations corporelles pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Oléoducs	2 797	3 956	5 882
Transport de gaz et services intermédiaires	3 883	176	385
Distribution de gaz	1 177	713	858
Énergie verte et transport	321	251	68
Services énergétiques	1	–	–
Éliminations et divers	108	32	80
Total des dépenses en immobilisations	8 287	5 128	7 273

2017

- L'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement s'explique principalement par des dépenses en immobilisations de 8 287 M\$ comparativement à 5 128 M\$ pour la période comparable, qui incluent les dépenses consacrées aux actifs et aux projets de croissance acquis dans le cadre de l'opération de fusion, et l'accroissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Au cours du premier semestre de 2017, nous avons versé une contrepartie au comptant de 2,0 G\$ (1,5 G\$ US) pour l'acquisition d'une participation dans le réseau pipelinier Bakken. De plus, nous avons fait un placement en actions de 0,5 G\$ pour notre participation de 50 % dans projet éolien extracôtier Hohe See.
- L'augmentation susmentionnée de l'utilisation de la trésorerie a été partiellement contrebalancée par la trésorerie acquise dans le cadre de l'opération de fusion au premier trimestre de 2017, le produit de la cession des actifs du pipeline Ozark, du projet Sandpiper et du pipeline Olympic en 2017.

2016

- Le calendrier de l'approbation, de la construction et de la mise en service des projets a influé sur le moment des besoins en trésorerie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les acquisitions d'immobilisations corporelles ont entraîné des dépenses en trésorerie de 5 128 M\$, contre 7 273 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. La diminution d'un exercice à l'autre témoigne de l'achèvement de projets de croissance en 2015, dont le prolongement d'Edmonton à Hardisty, le prolongement de l'accès vers le sud et différentes phases du programme d'accès vers l'est.
- La diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement d'un exercice à l'autre découle également du produit tiré de la cession d'actifs. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ce produit s'est établi à 1 379 M\$, contre 146 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. La plus grande partie du produit de 2016 se rapporte à la vente des actifs de la région du sud des Prairies conclue en décembre 2016.
- Les facteurs ci-dessus ont été annulés en partie par une augmentation des coûts d'acquisition en 2016. Au cours du deuxième trimestre de 2016, nous avons effectué un premier placement en actions et avancé un prêt à un affilié en vue d'acquérir une participation de 50 % dans une société française de développement éolien extracôtier et de financer les coûts de mise en valeur de cette société.

Activités de financement

2017

L'augmentation des rentrées de trésorerie nettes liées aux activités de financement a découlé des facteurs suivants :

- Nous avons émis une série de billets à moyen terme et à taux fixe et variable et en avons affecté le produit au remboursement de billets à terme arrivant à échéance et au remboursement de facilités de crédit, ainsi qu'au financement des programmes d'investissement de croissance. Pour l'exercice 2017, le produit des émissions de billets à terme a été affecté principalement au remboursement de facilités de crédit et au rachat des billets non garantis de premier rang en cours émis dans le cadre du placement réalisé par Spectra Energy, ainsi qu'il est commenté à la section *Situation de trésorerie et source de financement – Accès aux marchés des capitaux*.

- La variation des rentrées de trésorerie liées aux activités de financement reflétait la hausse globale des apports au comptant des participations ne donnant pas le contrôle rachetables de 1 178 M\$ par rapport à 591 M\$ pour la période comparable, attribuable à notre participation dans les capitaux propres d'ENF. Les apports au comptant ont aussi augmenté du fait des participations ne donnant pas le contrôle, lesquelles comprennent désormais les participations ne donnant pas le contrôle acquises dans le cadre de l'opération de fusion. Cette variation a été plus qu'annulée par l'augmentation des distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle. La hausse des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle est principalement liée aux actifs acquis, laquelle a été contrebalancée en partie par la diminution des distributions découlant de la restructuration stratégique d'EEP décrite à la section *Stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis*.
- Les rentrées de trésorerie provenant des activités de financement ont en outre augmenté à la clôture de l'émission de 33,5 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,5 G\$ et de l'émission de 4 millions d'actions privilégiées pour un produit brut de 0,5 G\$.
- Pour l'exercice 2017, l'augmentation de la trésorerie susmentionnée a été partiellement contrebalancée par les 227 M\$ payés pour l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation de MEP détenues par le public pendant le deuxième trimestre de 2017, de même que par un produit au comptant plus élevé de l'émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2016 par suite de l'émission de 56 millions d'actions ordinaires en mars 2016.
- Enfin, les dividendes versés sur nos actions ordinaires ont augmenté au premier semestre de 2017, principalement en raison de la hausse du taux de dividende sur les actions ordinaires entrée en vigueur en mars 2017 et du nombre accru d'actions ordinaires en circulation par suite de l'émission d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016 et de l'émission de 691 millions d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion. De plus, nous avons versé 414 M\$ en dividendes sur les actions ordinaires aux actionnaires de Spectra Energy. Ces dividendes ont été déclarés avant la clôture de l'opération de fusion, mais ils ont été versés après la clôture de celle-ci.

2016

- Nos besoins de financement ont diminué pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2015, ce qui reflète principalement la diminution des dépenses liées aux projets d'investissement de croissance et le produit de la vente d'actifs. Ces besoins tiennent compte du calendrier des différents projets de croissance.
- En 2016, nous avons diminué le total de notre dette de 149 M\$, alors que nous l'avons augmenté de 3 663 M\$ en 2015. Cette diminution est essentiellement attribuable à la baisse des obligations au titre des emprunts, en raison du calendrier d'achèvement de différents projets de croissance et de l'encaissement d'autres fonds, notamment le produit de l'émission d'actions ordinaires en mars 2016, fonds qui ont servi en partie à réduire les prélèvements sur les facilités de crédit et les billets de trésorerie en cours.
- L'augmentation des dividendes sur les actions ordinaires versés en 2016 est attribuable à la hausse du taux de dividende en mars 2016 et à l'accroissement du nombre d'actions ordinaires en circulation, surtout par suite de l'émission d'actions ordinaires dont il est question ci-dessus.
- Les distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables du groupe du fonds ont augmenté en 2016, par rapport à celles de l'exercice 2015. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation du taux de distribution par action et par le nombre accru d'actions d'ENF en circulation. L'augmentation des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle d'EEP découle du taux plus élevé de distribution par action au premier semestre de 2016 et du raffermissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Émissions d'actions privilégiées

Depuis juillet 2011, nous avons émis 310 millions d'actions privilégiées, pour un produit brut d'environ 7,8 G\$, qui se répartissaient de la façon suivante.

	Produit brut	Rendement	Dividende ^{1,9}	Valeur de rachat de base par action ²	Date d'option de rachat et de conversion ^{2,3}	Droit de conversion ^{3,4}
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>						
Série B ⁵	500 M\$	3,42 %	0,85360 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série C
		Bons du Trésor à				
Série C ⁵	-	3 mois + 2,400 %	-	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série B
Série D ⁶	450 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2018	Série E
Série F	500 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2018	Série G
Série H	350 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2018	Série I
Série J ⁷	200 M\$ US	4,89 %	1,22160 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2022	Série K
Série L ⁷	400 M\$	4,96 %	1,23972 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2022	Série M
Série N	450 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2018	Série O
Série P	400 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2019	Série Q
Série R	400 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2019	Série S
Série 1	400 M\$ US	4,00 %	1,00000 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2018	Série 2
Série 3	600 M\$	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2019	Série 4
Série 5	200 M\$ US	4,40 %	1,10000 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2019	Série 6
Série 7	250 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2019	Série 8
Série 9	275 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2019	Série 10
Série 11	500 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2020	Série 12
Série 13	350 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2020	Série 14
Série 15	275 M\$	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2020	Série 16
Série 17	750 M\$	5,15 %	1,28750 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2022	Série 18
Série 19 ⁸	500 M\$	4,90 %	1,22500 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2023	Série 20

1 Le porteur aura le droit de recevoir un dividende privilégié trimestriel fixe et cumulatif, comme 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 Les actions privilégiées de série A peuvent être rachetées en tout temps à notre gré. Pour les actions privilégiées de toutes les 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 augmentée des dividendes cumulés et non versés à la date d'option de rachat et tous les cinq ans par la suite, à la date anniversaire.

3 Les porteurs auront le droit de convertir, sous réserve de certaines conditions, leurs actions en actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'une série donnée, à raison d'une pour une, à la date d'option de conversion et tous les cinq ans par la suite, à la date anniversaire, et ce, 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 1^{er} juin 2017, 1 730 188 actions privilégiées de série B à taux fixe ont été converties en actions privilégiées de série C à taux variable en fonction des choix faits par les porteurs d'actions privilégiées aux termes des actions privilégiées de série B. Le taux du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série B a été ramené de 0,25000 \$ à 0,21340 \$ le 1^{er} juin 2017 en raison de la refixation du taux de dividendes annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire. Le taux du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série C a été fixé à 0,18600 \$ le 1^{er} juin 2017, à 0,19571 \$ le 1^{er} septembre 2017 et à 0,20342 \$ le 1^{er} décembre 2017, et il sera refixé chaque trimestre suivant leur émission.

- 6 Le 30 janvier 2018, nous avons annoncé que nous n'avions pas l'intention d'exercer notre droit de racheter nos actions privilégiées de série D le 1^{er} mars 2018. Par conséquent, jusqu'au 14 février 2018, les porteurs de ces actions avaient le droit de convertir leurs actions privilégiées de série D à taux fixe, en tout ou en partie, à raison de une action pour une, en actions privilégiées de série E à taux variable. En date du 14 février 2018, moins de 1 000 000 d'actions privilégiées de série D requises pour effectuer la conversion en actions privilégiées de série E ont été remises aux fins de conversion. Par conséquent, aucune de nos actions privilégiées de série D en circulation ne sera convertie en action privilégiée de série E le 1^{er} mars 2018. Toutefois, le 1^{er} mars 2018, le taux du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série D sera relevé et passera de 0,25000 \$ à 0,27875 \$ en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.
- 7 Aucune action privilégiée de série J ou de série L n'avait été convertie aux dates d'option de conversion du 1^{er} juin 2017 et du 1^{er} septembre 2017, respectivement. Toutefois, le taux du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série J et de série L a été relevé et fixé respectivement à 0,30540 \$ US le 1^{er} juin 2017, par rapport à 0,25000 \$ US, et à 0,30993 \$ US le 1^{er} septembre 2017, par rapport à 0,25000 \$ US, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date d'anniversaire.
- 8 Le 11 décembre 2017, 20 millions d'actions privilégiées de série 19, dont 4 millions d'actions privilégiées de série 19 émises à l'exercice de la totalité de l'option accordée aux preneurs fermes, ont été émises pour un produit brut de 500 M\$.
- 9 Pour les dividendes déclarés, se reporter à la section Situation de trésorerie et sources de financement – Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions.

Émissions d'actions ordinaires

Le 7 décembre 2017, nous avons émis 33,5 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 1,5 G\$. Le produit a servi à réduire une dette à court terme en attendant un réinvestissement dans des projets d'immobilisations.

Le 27 février 2017, nous avons mené à terme l'émission de 691 millions d'actions ordinaires d'une valeur de 37,4 G\$ en échange d'actions de Spectra Energy dans le cadre de l'opération de fusion. Pour plus de renseignements, se reporter à la section *Fusion avec Spectra Energy* et à la note 7, *Acquisitions et cessions*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

Le 1^{er} mars 2016, nous avons émis 56,5 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 2,3 G\$, y compris les actions émises à l'exercice du plein montant de l'option de surallocation accordée aux preneurs fermes visant l'achat d'un nombre supplémentaire de 7,4 millions d'actions ordinaires. Le produit a servi à réduire une dette à court terme en attendant un réinvestissement dans des projets d'immobilisations.

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

Les participants à notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions (le « régime ») bénéficient d'un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires, au moyen des dividendes réinvestis. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, les dividendes déclarés et payés ont totalisé 3 562 M\$ et 1 945 M\$, respectivement, dont 2 336 M\$ et 1 150 M\$, respectivement, ont été payés au comptant et reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes payés, soit 1 226 M\$ et 795 M\$, respectivement, a été réinvesti selon les modalités du régime et a donné lieu à l'émission d'actions ordinaires plutôt qu'à un paiement au comptant. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, respectivement, 34,4 % et 40,9 % des dividendes payés ont été réinvestis dans le régime. Outre les montants payés au comptant et reflétés dans les activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, des dividendes de 414 M\$ en faveur des actionnaires de Spectra Energy ont été déclarés avant la clôture de l'opération de fusion et versés après la clôture de celle-ci.

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

Actions ordinaires	0,67100 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B ¹	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C ²	0,20342 \$
Actions privilégiées, série D	0,25000 \$
Actions privilégiées, série F	0,25000 \$
Actions privilégiées, série H	0,25000 \$
Actions privilégiées, série J ³	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L ⁴	0,30993 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,25000 \$
Actions privilégiées, série P	0,25000 \$
Actions privilégiées, série R	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 1	0,25000 \$ US
Actions privilégiées, série 3	0,25000 \$
Actions privilégiées, série 5	0,27500 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 9	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 11	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 13	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 15	0,27500 \$
Actions privilégiées, série 17	0,32188 \$
Actions privilégiées, série 19	0,26850 \$

1 Le 1^{er} juin 2017, le taux du dividende trimestriel de la série B a été abaissé et fixé à 0,21340 \$, par rapport à 0,25000 \$, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

2 Le taux du dividende trimestriel de la série C a été fixé à 0,18600 \$ le 1^{er} juin 2017, à 0,19571 \$ le 1^{er} septembre 2017 et à 0,20342 \$ le 1^{er} décembre 2017, et il sera refixé chaque trimestre suivant l'émission des actions privilégiées de série C.

3 Le 1^{er} juin 2017, le montant des dividendes trimestriels de la série J a été relevé et fixé à 0,30540 \$ US, par rapport à 0,25000 \$ US, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

4 Le 1^{er} septembre 2017, le taux du dividende trimestriel de la série L a été relevé et fixé à 0,30993 \$ US, par rapport à 0,25000 \$ US, en raison de la refixation du taux de dividende annuel tous les cinq ans suivant l'émission de ces actions privilégiées, à la date anniversaire.

ENTITÉS DÉTENUES À TITRE DE PROMOTEUR

Nous utilisons des entités dont nous sommes le promoteur pour avoir accès à des capitaux et réduire nos coûts de financement. Lorsque les conditions du marché le permettent, il nous arrive de chercher à réunir des capitaux et à monétiser la valeur d'actifs existants au moyen d'opérations de cession par l'intermédiaire d'entités dont nous sommes le promoteur.

Groupe du fonds

	2017	2016	2015
Participation économique au 31 décembre	82,5 %	86,9 %	89,2 %
Distributions reçues pour l'exercice clos le 31 décembre	1 539 M\$	1 555 M\$	601 M\$

Émissions de parts ordinaires

Le 7 décembre 2017, ENF a mené à terme l'émission de 20 683 900 actions ordinaires, dont 2 697 900 actions ordinaires émises à l'exercice de la totalité de l'option de surallocation accordée aux preneurs fermes, à un prix de 27,80 \$ l'action pour un produit brut de 575 M\$. Le produit servira à rembourser la dette à court terme et à financer les projets de croissance associés aux oléoducs canadiens du fonds.

Le 18 avril 2017, ENF a réalisé le placement secondaire auprès du public de 17 347 750 actions ordinaires au prix de 33,15 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 575 M\$. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la section *Monétisation d'actifs. Restructuration*

En septembre 2015, nous avons réalisé le plan de restructuration des activités canadiennes. Pour obtenir davantage de détails, se reporter à la section *Plan de restructuration des activités canadiennes*.

EEP

	2017	2016	2015
Participation économique au 31 décembre	34,6 %	35,3 %	35,7 %
Distributions reçues pour l'exercice clos le 31 décembre ¹	713 M\$ US	573 M\$ US	499 M\$ US

¹ Comprend les distributions relatives à notre participation dans EEP et celles qui viennent des participations directes dans ses projets financées conjointement.

Examen stratégique

En 2017, nous avons poursuivi l'évaluation continue de notre placement dans EEP. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la section *Entités détenues à titre de promoteur*.

Émissions de parts ordinaires

En mars 2015, EEP a réalisé l'émission de huit millions de parts ordinaires de catégorie A pour un produit brut d'environ 294 M\$ US avant déduction des escomptes de prise ferme, des commissions et des frais de placement. Nous n'avons pas participé à ce placement; cependant, nous avons effectué un apport de capital de 6 M\$ US afin de maintenir à 2 % notre participation de commandité dans EEP. EEP a affecté le produit du placement au financement d'une partie de ses projets de dépenses en immobilisations et à des fins de commandite générales.

Transfert d'Alberta Clipper

En janvier 2015, nous avons effectué le transfert à EEP de notre participation de 66,7 % dans le tronçon américain du pipeline Alberta Clipper. La contrepartie totale pour l'opération s'est établie à 1 G\$ US et est composée à hauteur d'environ 694 M\$ US de parts de catégorie E qui nous ont été émises par EEP et à hauteur d'environ 306 M\$ US du remboursement de la dette envers nous.

SEP

	2017	2016	2015
Participation économique au 31 décembre	83 %	–	–
Distributions reçues pour l'exercice clos le 31 décembre	738 M\$ US	–	–

Opération de fusion

Par suite de l'opération de fusion, nous avons acquis une participation économique de 75 % dans SEP. Des renseignements supplémentaires se trouvent à la section *Fusion avec Spectra Energy*.

Émissions d'actions

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, SEP a émis 3 991 977 actions ordinaires aux termes de son programme d'émission au cours du marché pour un produit totalisant 171 M\$ US.

Restructuration des droits de distribution incitatifs

Se reporter à la section *Stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis – Restructuration des droits de distribution incitatifs de SEP*.

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 note 29, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

La plupart des accords de garantie que nous concluons rehaussent de 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 28, *Engagements et éventualités*, et à la note 29, *Garanties*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*.

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 2017	Total	Moins d'un an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Après 5 ans
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Emprunts arrivant à échéance ^{1,2}	62 927	2 831	12 995	11 344	35 757
Obligations au titre de la charge d'intérêts ^{2,3}	42 083	2 485	4 415	3 794	31 389
Contrats de location-exploitation ⁴	1 151	106	198	184	663
Contrats de location-acquisition	35	9	10	4	12
Obligations au titre des régimes de retraite ⁵	162	162	—	—	—
Contrats à long terme ⁶	14 718	4 182	4 000	2 448	4 088
Autres passifs à long terme ⁷	—	—	—	—	—
Total des obligations contractuelles	121 076	9 775	21 618	17 774	71 909

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-acquisition. 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 Excluent l'émission de titres d'emprunt visant 800 M\$ US de billets de premier rang qui a eu lieu après le 31 décembre 2017.

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

4 Comprend les baux fonciers.

5 En supposant que seules les cotisations requises seront versées aux régimes de retraite en 2018. Les cotisations sont établies conformément aux évaluations actuarielles indépendantes datées du 31 décembre 2017. Les cotisations, y compris les versements discrétionnaires, peuvent varier en fonction de la composition des avantages sociaux futurs et du rendement des actifs.

6 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 2 609 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 (EGD), paiements de capacité ferme et engagements d'achat de gaz (Spectra Energy), obligations d'achat de transport, de services et de produits (MEP) et engagements d'électricité (EEP).

7 Nous ne sommes pas en mesure d'estimer les impôts reportés (note 24, Impôts sur les bénéficiaires de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires) 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 (note 18, Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires), les passifs environnementaux (note 28, Engagements et éventualités, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires) et les couvertures à payer (note 23, Gestion des risques et instruments financiers, de la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires) 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

Renouvellement des servitudes de la canalisation 5

Le 4 janvier 2017, le conseil tribal des indiens Chippewa de la bande de la rivière Bad du lac Supérieur (la « bande ») a publié un communiqué de presse indiquant que la bande avait décidé, en adoptant une résolution à cet effet, de ne pas renouveler sa participation dans certaines servitudes de la canalisation 5 dans la réserve de la rivière Bad. La canalisation 5 fait partie de notre réseau principal. La résolution de la bande prévoit le démantèlement et le retrait du pipeline de l'ensemble des terres et bassins hydrographiques de la rivière Bad, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre capacité d'exploiter le pipeline dans la réserve. Depuis que la bande a adopté la résolution, les parties ont convenu de poursuivre les discussions dans l'objectif de comprendre et de résoudre à long terme les questions préoccupant la bande.

Questions de nature juridique liées à Eddystone Rail

En février 2017, Eddystone Rail a intenté une poursuite contre plusieurs parties défenderesses devant la Cour de district des États-Unis pour le district est de la Pennsylvanie. Eddystone Rail allègue que les parties défenderesses ont transféré des actifs importants de la contrepartie d'Eddystone Rail dans un contrat maritime afin d'éviter de s'acquitter des obligations en suspens à l'égard d'Eddystone Rail. Eddystone Rail réclame un paiement de dommages-intérêts compensatoires et punitifs supérieurs à 140 M\$ US. Les chances de réussite d'Eddystone Rail dans le cadre de la poursuite dont il vient d'être question ne peuvent être déterminées et il est possible qu'Eddystone Rail ne soit pas en mesure de recouvrer les montants réclamés. Le 19 juillet 2017, les requêtes de rejet de l'action d'Eddystone Rail présentées par les parties défenderesses ont été refusées. Les parties défenderesses ont soumis des réponses et demandes reconventionnelles qui, de concert avec les modifications subséquentes, réclament d'Eddystone Rail des dommages-intérêts supérieurs à 32 M\$ US. Eddystone a déposé une requête visant à obtenir le rejet des demandes reconventionnelles et les parties défenderesses ont modifié leurs réponses et demandes reconventionnelles le 21 septembre 2017. Le 12 octobre 2017, Eddystone Rail a demandé le rejet de la dernière version des demandes reconventionnelles des parties défenderesses. Il n'est pas possible, à l'heure actuelle, de prédire les chances de succès des demandes reconventionnelles des parties défenderesses.

Pipeline Dakota Access

Tel qu'il est mentionné à la section *Stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis – Conclusion d'une entente définitive de financement conjoint du réseau pipelinier Bakken*, notre placement dans le réseau pipelinier Bakken comprend le pipeline Dakota Access. En février 2017, la tribu sioux Standing Rock et la tribu sioux Cheyenne River (les « tribus ») ont déposé des requêtes auprès de la Cour de district du District de Columbia des États-Unis (la « Cour ») pour contester la validité du processus utilisé par le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis (« corps d'armée ») pour délivrer le permis pour le pipeline Dakota Access. Les requérants demandent à la Cour d'ordonner à l'exploitant de fermer le pipeline jusqu'à ce que le processus réglementaire approprié soit effectué.

Le 14 juin 2017, la Cour a décidé que le corps d'armée n'a pas suffisamment évalué la mesure dans laquelle les effets du projet seraient hautement controversés et qu'il a omis de tenir adéquatement compte de l'incidence d'un déversement de pétrole sur les droits de chasse et de pêche des tribus et sur la justice environnementale. La Cour a instruit le corps d'armée de reconsidérer les éléments de son analyse environnementale. Le 11 octobre 2017, la Cour a rendu une ordonnance qui permet au pipeline Dakota Access de demeurer en exploitation pendant que le corps d'armée effectue l'examen environnemental supplémentaire conformément à l'ordonnance du 14 juin 2017 de la Cour et elle a instruit le pipeline Dakota Access de mettre en œuvre certaines mesures intérimaires en attendant la conclusion de l'examen supplémentaire du corps d'armée.

Déversement de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B du réseau de Lakehead

Le 26 juillet 2010, un déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B du réseau pipelinier de Lakehead d'EEP a été signalé près de Marshall, dans le Michigan. De plus, le 9 septembre 2010, un déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6A du réseau Lakehead d'EEP a été signalé dans une zone industrielle de Romeoville, dans l'Illinois.

Au 31 décembre 2017, le cumul des coûts estimatifs d'EEP en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B demeure à 1,2 G\$ US (195 M\$ après impôts nous revenant), montant qui comprend les coûts jugés probables et pouvant être estimés en toute vraisemblance au 31 décembre 2017. Au 31 décembre 2017, le passif estimatif résiduel d'EEP est d'environ 62 M\$ US.

Règlements de compagnies d'assurance

EEP est incluse dans le programme d'assurance global que nous souscrivons pour nos filiales et nos sociétés affiliées. Au 31 décembre 2017, EEP a comptabilisé des recouvrements d'assurance pour un total de 547 M\$ US (80 M\$ après impôts nous revenant) en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B sur la limite applicable de 650 M\$ US. Sur la garantie résiduelle de 103 M\$ US, un montant de 85 M\$ US faisait l'objet d'une poursuite intentée contre un assureur en particulier. En mars 2015, nous avons conclu une entente avec cet assureur aux termes de laquelle la

réclamation de 85 M\$ US sera soumise à un processus d'arbitrage exécutoire. Le 2 mai 2017, la commission d'arbitrage a rendu une décision non favorable à notre endroit. Par conséquent, EEP ne recevra aucun autre recouvrement d'assurance relativement au déversement de pétrole provenant de la canalisation 6B.

Poursuites judiciaires et instances réglementaires

Certains organismes de réglementation et organismes gouvernementaux américains ont lancé des enquêtes relativement au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B. Au 31 décembre 2017, il n'y avait aucune action en justice ou demande d'indemnisation en cours contre nous, EEP ou leurs sociétés affiliées devant des tribunaux d'États américains au sujet de la fuite de pétrole brut mettant en cause la canalisation 6B.

Nous avons constitué une provision pour les futurs frais juridiques et pertes probables liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B comme il est décrit ci-dessus.

Amendes et pénalités visant la canalisation 6B

Au 31 décembre 2017, le total des coûts estimatifs d'EEP liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B comprend 69 M\$ US au titre du paiement antérieur d'amendes et de pénalités, ce qui englobe les amendes et pénalités payées au département de la Justice des États-Unis comme il est mentionné ci-après.

Ordonnance sur consentement

Le 23 mai 2017, la Cour de district des États-Unis pour le district ouest de la division sud du Michigan a approuvé la convention de règlement signée par EEP avec l'Environmental Protection Agency et le département de la Justice des États-Unis concernant les déversements de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B (l'« ordonnance sur consentement »). Le 15 juin 2017, nous a effectué un paiement total de 68 M\$ US conformément à l'ordonnance sur consentement, paiement qui reflète 61 M\$ US pour la pénalité civile relative au déversement provenant de la canalisation 6B, 1 M\$ US pour le déversement provenant de la canalisation 6A et 6 M\$ US pour les frais d'enlèvement antérieur plus intérêts.

Questions de nature réglementaire relatives au pipeline Seaway

Le réseau de Seaway Crude Pipeline (le « pipeline Seaway ») a fait une demande de tarifs fondés sur le marché en décembre 2011, puis a déposé une nouvelle demande en décembre 2014. Plusieurs parties ont exprimé leur opposition alléguant que la demande devrait être refusée puisque le pipeline Seaway occupe une position dominante tant dans ses marchés de réception que dans ses marchés de destination. Le 1^{er} décembre 2016, le juge administratif a rendu sa décision, selon laquelle la FERC devrait autoriser le pipeline Seaway à imposer des tarifs fondés sur le marché. Les parties ont déposé des mémoires au cours du premier trimestre de 2017 pour défendre la décision du juge administratif et pour répondre aux critiques de cette décision. Les commissaires de la FERC passeront en revue l'ensemble du dossier pour ensuite rendre une décision. Aucune échéance n'a été fixée à cet égard.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Question concernant Aux Sable et l'Environmental Protection Agency

Le 14 octobre 2016, une requête modifiée a été intentée contre Aux Sable par une contrepartie à une convention d'approvisionnement en LGN. Le 5 janvier 2017, Aux Sable a déposé sa défense relativement à cette requête. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de cette poursuite, la direction estime à l'heure actuelle que son règlement définitif n'aura pas d'incidence importante sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés.

Cassation du certificat de la FERC visant Sabal Trail

Le 20 septembre 2016, le Sierra Club et deux autres organisations non gouvernementales ont présenté à la cour d'appel de circuit du District de Columbia une requête en cassation du certificat de la FERC visant Sabal Trail. Le 22 août 2017, la cour a rendu une opinion rejetant une des requêtes et agréant l'autre requête en partie, annulant le certificat et déférant l'affaire à la FERC pour que celle-ci complète l'étude d'impact environnemental du projet afin d'estimer la quantité de gaz à effet de serre qui seront rejetés dans l'environnement par les centrales électriques alimentées au gaz de Floride qui consommeront le

gaz transporté par Sabal Trail. La cour a suspendu la délivrance du mandat exigeant l'invalidation du certificat jusqu'à sept jours après que sera rendue la décision relative à toute demande de nouvelle audience présentée dans les délais prescrits. Le 6 octobre 2017, Sabal Trail et la FERC ont chacune présenté, dans les délais prescrits, une demande de nouvelle audience. Le 31 janvier 2018, la cour a rejeté les demandes de nouvelle audience de la FERC et de Sabal Trail. En l'absence d'une suspension, le mandat de la cour aurait pu être délivré le 7 février 2018. Toutefois, le 2 février 2018, Sabal Trail a déposé auprès de la FERC une demande de délivrance accélérée de son ordonnance de renvoi, sinon d'obtention de certificats d'urgence temporaires autorisant la poursuite des activités du pipeline en l'absence d'une suspension du mandat de la cour. Le 5 février 2018, la FERC a publié son étude d'impact environnemental définitive conformément à la décision de la cour de circuit du District de Columbia. Par ailleurs, le 6 février 2018, la FERC a déposé une requête auprès de la cour visant à obtenir une suspension de 45 jours du mandat, précisant dans ladite requête qu'elle a l'intention de délivrer l'ordonnance de renvoi dans un délai de 45 jours. Sabal Trail a déposé une requête auprès de la cour demandant une suspension de 90 jours du mandat. Les requêtes déposées le 6 février 2018 entraînent automatiquement la suspension de la délivrance du mandat de la cour jusqu'à la dernière des éventualités suivantes : sept jours à partir de la date de rejet des requêtes par la cour ou date expiration de toute suspension accordée par la cour. Les deux requêtes sont en cours.

QUESTIONS FISCALES

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

AUTRES LITIGES

Nos filiales et nous faisons l'objet de diverses autres poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire qui se produisent dans le cours normal des activités, notamment des interventions dans le cadre des instances réglementaires ainsi que des contestations des approbations réglementaires et des permis par des groupes d'intérêts spéciaux. 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.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRUCIALES

Nos états financiers consolidés sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus 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 805, *Business Combinations*, pour la comptabilisation de nos acquisitions. Les actifs à long terme et 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 à un 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 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

Nous soumettons également notre écart d'acquisition à un test de dépréciation au moins une fois l'an, sauf si des événements ou des changements de circonstances indiquent qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable. Aux fins des tests de la dépréciation, les unités d'exploitation s'entendent des activités d'une entreprise au sein d'un secteur d'exploitation. Nous pouvons évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer s'il est nécessaire d'effectuer un test de dépréciation de l'écart d'acquisition quantitatif. Si un tel test est exécuté, nous déterminons la juste valeur de nos unités d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, et comparons cette valeur à la valeur comptable de chaque unité d'exploitation. Si la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition attribué, dépasse sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur.

Nous faisons aussi appel au jugement lorsqu'il s'agit d'établir la composition des groupes d'actifs destinés à être sortis et de déterminer lesquels, parmi ces groupes, correspondent à la définition d'une entreprise. Si la composition des groupes destinés à être sortis devait changer par suite d'une modification apportée à nos plans de marketing ou d'une nouvelle entente conclue avec un acheteur, ce changement occasionnerait une variation du montant de l'écart d'acquisition attribué aux actifs détenus en vue de la vente. En 2017, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 102 M\$ de l'écart d'acquisition attribué aux actifs détenus en vue de la vente.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, nous avons choisi d'effectuer un test de dépréciation qualitatif de l'écart d'acquisition acquis dans le cadre de l'acquisition de Spectra Energy. Nous avons évalué les conditions macroéconomiques, des facteurs de l'industrie et du marché, des facteurs liés aux coûts et la performance financière globale afin de déterminer s'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de chacune de nos unités d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable. Sauf pour ce qui est exposé ci-dessus, notre analyse de la perte de valeur de l'écart d'acquisition au 31 décembre 2017 n'a pas donné lieu à une perte de valeur.

À compter du trimestre clos le 31 décembre 2017, nous avons choisi de changer la date de l'examen annuel du solde de l'écart d'acquisition pour la faire passer du 1^{er} octobre au 1^{er} avril, ce qui concorde mieux avec la préparation et la révision de notre plan d'affaires, qui est utilisé dans le test. Ce changement n'entraîne pas le retard, l'accélération ou l'annulation d'une perte de valeur.

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.

Nous avons entrepris de vendre certains actifs intermédiaires de Transport de gaz et services intermédiaires. Étant donné l'état d'avancement du plan de dessaisissement de ces actifs au 31 décembre 2017, nous avons classé ces derniers comme étant détenus en vue de la vente et les avons évalués au moindre de leur valeur comptable et de leur juste valeur estimative diminuée du coût de la vente, ce qui s'est traduit par une perte de valeur de 4,4 G\$ (2,8 G\$ après impôts). Nous avons déterminé la juste valeur de ces actifs détenus en vue de la vente à l'aide de techniques d'actualisation qui exigent de faire des projections et de formuler des hypothèses sur les flux de trésorerie, les taux d'actualisation, les taux d'inflation et les taux de croissance futurs; or ces indicateurs ont varié sous l'effet de la faiblesse prolongée des prix des marchandises et de la détérioration du rendement. Ces projections et hypothèses sont par nature incertaines et pourraient devoir être revues à la baisse en cas de changement des conditions sur le marché, du rendement des actifs, du contexte législatif et d'autres facteurs.

Comptabilité réglementaire

Certaines de nos activités sont régies par divers organismes, notamment l'Office, la FERC, l'Alberta Energy Regulator, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick, la Régie de l'énergie du Québec et la Commission de l'énergie de l'Ontario, 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 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 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 (« ICQF ») de l'Office.

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 2017 et 2016, nos actifs réglementaires s'élevaient à 3 477 M\$ et à 1 865 M\$, respectivement, et nos passifs réglementaires importants totalisaient 2 366 M\$ et 844 M\$, respectivement.

Amortissement

Les immobilisations corporelles, qui forment la plus grande partie de notre actif avec une valeur comptable nette de 90 711 M\$ et de 64 284 M\$ aux 31 décembre 2017 et 2016, 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.

Avantages postérieurs à l'emploi

Nous offrons des régimes de retraite à prestations déterminées ou à cotisations déterminées ainsi que des avantages complémentaires de retraite aux salariés qui y ont droit. Les charges et les obligations au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sont établies selon des méthodes actuarielles et sont capitalisées par les cotisations, lesquelles sont établies selon la méthode de répartition des cotisations, qui tient compte des hypothèses les plus probables formulées par la direction quant 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 que nous prévoyons de faire aux termes de chacun des régimes respectifs. Ces hypothèses sont révisées annuellement par nos actuaires. Les résultats réels qui diffèrent des 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. Le rendement réel des actifs des régimes a dépassé les attentes de 174 M\$ et de 19 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, respectivement, comme il en est fait mention à la note 25, *Prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires* de la partie II. L'écart entre le rendement réel et le rendement prévu des actifs des régimes est amorti sur la durée résiduelle d'activité des salariés actifs.

L'analyse de sensibilité suivante indique l'incidence, sur les états financiers consolidés au 31 décembre 2017, 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>				
Prestations de retraite				
Diminution du taux d'actualisation	255	26	71	3
Diminution du rendement prévu des actifs	–	12	–	5
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(56)	(13)	(9)	(2)
Avantages complémentaires de retraite				
Diminution du taux d'actualisation	27	1	18	(1)
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 note 28, *Engagements et éventualités*, de la rubrique 8, *États financiers et données supplémentaires*, de la partie II, 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 obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« 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 actualiser les flux de trésorerie futurs attendus se situent dans une fourchette allant de 2,5 % à 11,0 % et de 1,7 % à 11,0 % pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, respectivement. 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, l'Office 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 l'Office 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 l'Office 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 l'Office. À la suite de l'approbation définitive par l'Office 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^{er} janvier 2015. Les fonds prélevés sont détenus en fiducie conformément à la décision de l'Office. 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

Écart d'acquisition

Auparavant, nous soumettions l'écart d'acquisition à un test de dépréciation le 1^{er} octobre de chaque exercice. Depuis le trimestre clos le 31 décembre 2017, nous avons changé la date du test de dépréciation de l'écart d'acquisition pour la faire passer du 1^{er} octobre au 1^{er} avril, ce qui concorde mieux avec la préparation et la révision de notre plan d'affaires, qui est utilisé dans le test. Ce changement n'entraîne pas le retard, l'accélération ou l'annulation d'une perte de valeur.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES

Simplification de l'évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté par anticipation l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04 et appliqué cette norme prospectivement. Conformément à cette nouvelle directive, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspondra désormais à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur; ce montant ne devrait pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. Nous avons adopté cette norme au 31 décembre 2017 pour l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition se rapportant à l'unité d'exploitation des services gaziers intermédiaires.

Clarification de la définition d'une entreprise dans le cadre d'une acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté par anticipation l'ASU 2017-01 selon une méthode prospective. Cette nouvelle norme a pour objet de fournir des directives pour aider les entités à évaluer si les opérations doivent être comptabilisées comme des acquisitions (ou des cessions) d'actifs ou d'entreprises. Cette mise à jour a été appliquée aux acquisitions et aux cessions qui ont eu lieu au cours de l'exercice.

Comptabilisation des transferts d'actifs intraentités

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté par anticipation l'ASU 2016-16 selon une méthode rétrospective modifiée. La nouvelle norme a été publiée en vue d'améliorer la comptabilisation des conséquences fiscales des transferts entre entités d'actifs autres que des stocks. Selon les nouvelles indications, une entité devrait constater les conséquences fiscales d'un transfert entre entités d'un actif autre que des stocks lorsque le transfert a lieu. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Amélioration de la comptabilisation des paiements fondés sur des actions aux employés

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté l'ASU 2016-09 et appliqué certaines modifications selon une méthode rétrospective modifiée, le reste des modifications ayant été appliquées sur une base prospective. La nouvelle norme a été publiée en vue de simplifier et d'améliorer plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements en actions, y compris les conséquences fiscales, le classement des attributions comme capitaux propres ou passifs et le classement aux états des flux de trésorerie. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Simplification de l'analyse des instruments dérivés intégrés pour les titres de créance

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté l'ASU 2016-06 selon une méthode rétrospective modifiée. Cette nouvelle directive simplifie l'analyse des dérivés intégrés pour les titres de créance assortis d'options d'achat ou de vente. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

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

L'ASU 2018-02 a été publiée en février 2018 afin de composer avec une conséquence précise de l'entrée en vigueur de la loi TCJA. Cette mise à jour comptable permet le reclassement, hors du cumul des autres éléments du résultat global et vers les résultats non distribués, des incidences fiscales en suspens attribuables à la loi TCJA. Les modifications proposées éliminent les incidences fiscales en suspens découlant du remplacement du taux d'imposition fédéral historique des sociétés aux États-Unis par un nouveau taux d'imposition fédéral des sociétés. La mise à jour comptable sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019, l'application anticipée étant permise et son application devra se faire soit pour la période au cours de laquelle elle est adoptée, soit rétrospectivement pour chaque période au titre de laquelle l'incidence du changement de taux d'imposition fédéral des sociétés de la loi TCJA est comptabilisée. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

Améliorations à la comptabilité de couverture

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

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

L'ASU 2017-09 a été publiée en mai 2017 dans le but de préciser le champ d'application de la comptabilisation de modifications et de déterminer si elle est nécessaire dans le cas d'une modification des modalités d'une attribution de rémunération à base d'actions. Conformément à cette nouvelle directive, la comptabilisation de toutes les modifications des attributions de rémunération à base d'actions est requise, à moins que toutes les conditions suivantes soient respectées : 1) il n'y a aucun changement à la juste valeur d'une attribution, 2) les conditions d'acquisition n'ont pas changé et 3) le classement de l'attribution en tant qu'instrument de capitaux propres ou que titre de créance n'a pas changé. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon prospective. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

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

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

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

L'ASU 2017-07 a été publiée en mars 2017 essentiellement pour améliorer la présentation à l'état des résultats des composantes des charges de retraite périodiques nettes et des charges périodiques nettes au titre des avantages postérieurs à l'emploi pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires d'une entité. De plus, seul le coût des services du montant net des prestations peut être capitalisé. Cette mise à jour est en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective aux fins de la présentation à l'état des résultats et selon une méthode prospective aux fins de la composante capitalisée. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

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

L'ASU 2017-05 a été publiée en février 2017 afin de préciser le champ d'application des directives sur la décomptabilisation des actifs et de la comptabilisation des ventes partielles d'actifs non financiers. L'ASU précise les dispositions concernant les actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chaque actif distinct et modifie la directive sur la décomptabilisation d'un actif non financier particulier dans le cadre d'opérations de vente partielle. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

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

L'ASU 2016-18 a été publiée en novembre 2016 en vue de clarifier les indications sur le classement et la présentation des variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions à l'état des flux de trésorerie. La mise à jour exige que ces variations soient incluses dans la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumise à restrictions lors du rapprochement des montants d'ouverture et de clôture présentés à l'état des flux de trésorerie. Nous présentons actuellement les variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon rétrospective. Nous modifierons la présentation dans l'état consolidé des flux de trésorerie afin d'inclure la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie et nous reclasserons de façon rétrospective les chiffres de toutes les périodes présentées.

Simplification du classement des flux de trésorerie

L'ASU 2016-15, publiée en août 2016, a pour but de réduire les différentes pratiques de classement de certaines rentrées et sorties de trésorerie à l'état consolidé des flux de trésorerie. La nouvelle directive vise huit questions de présentation particulières. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon rétrospective. Nous avons évalué chacune des huit questions de présentation particulières, et l'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation des pertes de crédit

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

Comptabilisation des contrats de location

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016 en vue d'accroître la transparence et la comparabilité entre les organisations. Elle exige que les locataires aux termes de contrats de location-exploitation comptabilisent les actifs et passifs locatifs à l'état de la situation financière et qu'ils présentent des renseignements clés additionnels au sujet des contrats de location. Par ailleurs, cette mise à jour remplace la définition actuelle de contrat de location et exige qu'une entente soit comptabilisée en tant que contrat de location lorsqu'un client a le droit d'obtenir la presque totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif ainsi que le droit de superviser l'utilisation d'un actif. Nous dressons actuellement un inventaire de nos contrats de location afin de déterminer l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

Comptabilisation et évaluation des actifs et des passifs financiers

L'ASU 2016-01, publiée en janvier 2016, porte sur certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation et de la présentation des actifs et des passifs financiers ainsi que des informations à fournir à leur égard. Les placements dans des titres de capitaux propres, exclusion faite des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de celles qui sont consolidées, ne sont plus classés dans les titres détenus à des fins de transaction ni dans les titres disponibles à la vente. Tous les placements dans des titres de capitaux propres qui ont une juste valeur pouvant être déterminée facilement sont classés dans les placements à la juste valeur par le biais du résultat net. Les placements dans des titres de capitaux propres dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement sont évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût moins la perte de valeur, le cas échéant, auquel sont ajoutés ou duquel sont déduits les changements résultant des variations des prix observables lors de transactions normales visant un placement identique ou similaire du même émetteur. Les placements dans des titres de capitaux propres évalués à la juste valeur sont passés en revue à chaque période de présentation de l'information financière pour déterminer des signes indiquant une perte de valeur. La juste valeur des instruments financiers établie à des fins de présentation est déterminée selon la valeur de sortie. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon prospective. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Produits découlant de contrats conclus avec des clients

L'ASU 2014-09 a été publiée en 2014 dans le but de rehausser considérablement l'uniformité et la comparabilité des pratiques de constatation des produits entre les entités et les secteurs. La nouvelle norme établit un modèle unique en cinq étapes fondé sur certains principes à appliquer pour tous les contrats conclus avec des clients et présente des exigences d'information nouvelles et accrues. Elle exige aussi le recours à plus d'estimations et de jugements que les normes actuelles en plus des informations supplémentaires à fournir. La nouvelle norme entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Elle peut être appliquée selon une méthode entièrement rétrospective, avec retraitement des chiffres de toutes les périodes précédentes présentées, ou selon une méthode rétrospective modifiée, dont l'incidence cumulative est comptabilisée à titre d'ajustement des bénéfices non répartis d'ouverture de la période d'adoption. Nous avons décidé d'adopter la nouvelle norme selon la méthode rétrospective modifiée.

Nous avons examiné nos contrats productifs afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur nos pratiques de constatation de produits. Selon notre examen jusqu'à maintenant, l'application de la nouvelle norme aura les effets suivants sur nos états financiers :

- Un changement de la présentation du secteur Distribution de gaz en ce qui a trait aux paiements versés aux clients selon le mécanisme de partage des bénéfices. Actuellement, ces paiements figurent dans les charges à l'état consolidé des résultats. Selon la nouvelle norme, ces paiements seront présentés en réduction des produits.
- L'estimation des contreparties variables, nécessaire selon la nouvelle norme dans le cas de certains contrats productifs des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Énergie verte et transport, ainsi que la répartition du prix de transaction de certains contrats productifs du secteur Oléoducs, qui pourraient entraîner des changements de la méthode ou du calendrier de comptabilisation des produits tirés de ces contrats.

- La contrepartie hors trésorerie reçue sous la forme d'un pourcentage des produits dérivés du traitement du gaz naturel du secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Cette contrepartie était auparavant comptabilisée dans les produits lorsque la marchandise était vendue à un tiers. Selon la nouvelle norme, la contrepartie hors trésorerie sera comptabilisée dans les produits lorsque les services de traitement sont rendus. La marchandise continuera d'être comptabilisée dans les produits lorsqu'elle sera par la suite vendue à un tiers. Ce changement donnera lieu à une hausse des coûts et des produits en raison de la comptabilisation de cette contrepartie hors trésorerie.
- Les produits tirés de la prestation de services de traitement de gaz naturel dans le cadre de certains contrats du secteur Transport de gaz et services intermédiaires aux termes desquels Enbridge achète du gaz naturel à la tête de puits, le traite et le vend étaient auparavant présentés dans les produits. Selon la nouvelle norme, les frais de traitement appliqués aux achats de gaz naturel d'Enbridge sont présentés en déduction des coûts des marchandises au moment du transfert du contrôle du gaz naturel à la tête de puits.
- Le montant brut des produits tirés de certains contrats du secteur Transport de gaz et services intermédiaires aux termes desquels Enbridge traite et vend le gaz naturel de clients et conserve un pourcentage du gaz naturel traité ou des LGN en paiement des services de traitement rendus (souvent désignés comme étant des contrats fondés sur un pourcentage du produit de la vente ou un pourcentage des liquides) était auparavant présenté. Enbridge comptabilisait la totalité de la valeur du gaz naturel et des produits vendus dans les produits, le coût du gaz naturel acheté étant inscrit dans les coûts des marchandises. Selon la nouvelle norme, seule la quote-part revenant à Enbridge des produits conservés et vendus est présentée dans les produits et aucun montant n'est inclus dans les coûts des marchandises.
- Certains paiements reçus de clients pour compenser le coût de construction d'actifs requis pour la prestation de services à ces clients (désignés comme des apports au titre de l'aide à la construction) étaient auparavant comptabilisés en réduction des immobilisations corporelles, peu importe si les montants étaient imposés par la réglementation ou négociés. Selon la nouvelle norme, les apports négociés sont réputés être des paiements anticipés de services et doivent être comptabilisés dans les produits lorsque ces services futurs sont fournis. Les apports négociés seront comptabilisés dans les produits différés sur la durée du contrat productif correspondant.

Au moment de l'application initiale, nous comptabiliserons l'effet cumulatif important de la nouvelle norme comme une augmentation d'environ 120 M\$ du solde d'ouverture du déficit, une augmentation de 130 M\$ des immobilisations corporelles et une augmentation de 120 M\$ des produits comptabilisés d'avance, sous réserve de l'établissement du montant définitif, au 1^{er} janvier 2018. L'adoption de la nouvelle norme entraînera aussi des changements dans le classement entre les postes « Produits » et « Coûts des marchandises », comme il en est fait mention ci-dessus.

Nous avons de plus élaboré et mis à l'essai des processus permettant de générer l'information exigée par la nouvelle norme à compter du premier trimestre de 2018.

RUBRIQUE 7A. INFORMATIONS QUANTITATIVES ET QUALITATIVES SUR LE RISQUE DE MARCHÉ

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours de nos actions ont une incidence sur notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global.

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

Risque de change

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

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour couvrir le risque lié au bénéfice libellé en devises. Nous avons recours à une combinaison d'instruments financiers admissibles et non admissibles pour couvrir les produits et les charges libellés en devises prévus ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. Nous avons recours à des couvertures de l'investissement net pour les investissements nets et les filiales libellés en dollars américains ayant recours à des contrats de change dérivés et des titres d'emprunt libellés en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

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

Par suite de l'opération de fusion, nous sommes exposés aux variations de la juste valeur de nos emprunts à taux fixe découlant des variations des taux d'intérêt sur le marché. Pour nous prémunir contre l'effet des variations futures de la juste valeur de notre dette à taux fixe, nous avons recours à des swaps taux variable-fixe. Nous avons pris en charge un programme au sein de nos filiales qui nous permet d'atténuer de façon importante les fluctuations de la juste valeur des emprunts à taux fixe à l'aide de swaps taux fixe-variable au taux de swap moyen de 2,2 %.

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

Nous surveillons aussi la proportion relative de nos emprunts à taux fixe et à taux variable pour garder la dette consolidée dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil, à savoir des emprunts à taux variable représentant au maximum 25 % du total de la dette en cours. Le 1^{er} janvier 2018, le conseil d'administration a approuvé une hausse de la limite de la politique, soit des emprunts à taux variable représentant au maximum 30 % du total de la dette en cours. Nous avons recours essentiellement à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt.

Risque lié au prix des marchandises

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de nos participations dans certains actifs et placements et à cause des activités de nos filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les LGN. Nous avons recours à des instruments dérivés, financiers ou physiques, pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable résultant d'opérations physiques visant ces marchandises. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés non admissibles pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

Risque lié au prix des quotas d'émission

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

Risque de variation du cours des actions

Le risque de variation du cours des actions est le risque de fluctuations du bénéfice découlant des modifications du cours de nos actions. Nous courons un risque de variation du cours de nos actions ordinaires par le truchement de l'émission de divers types de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur le bénéfice en raison de la réévaluation des parts en circulation pour chaque période. Nous avons recours à des dérivés sur actions pour gérer la volatilité des résultats découlant d'une forme de rémunération à base d'actions, les unités d'actions restreintes. Pour gérer le risque de variation du cours des actions, nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Gestion des risques de marché

Nous avons rédigé une politique du risque pour réduire la probabilité que des fluctuations des prix sur le marché aient une incidence défavorable sur les résultats qui dépasserait notre tolérance au risque prédéfinie. Nous cernons et évaluons tous les risques de marché importants, à savoir les risques liés aux prix des marchandises, aux taux d'intérêt, au change, aux prix des quotas d'émission et au cours des actions. Pour ce faire, nous employons une méthode d'évaluation normalisée. Nos mesures des risques de marché regroupent les expositions après prise en compte de l'effet compensatoire de certains risques entre eux, et limitent la volatilité des résultats consolidés découlant des risques de marché à un seuil de tolérance au risque acceptable préapprouvé.

Nous employons une mesure d'origine statistique, le bénéfice à risque, pour quantifier les pertes qui pourraient résulter de fluctuations défavorables des prix sur le marché sur une période de un mois pour évaluer les expositions non dérivées sensibles aux prix et les instruments dérivés que nous détenons ou que nous émettons et qui figurent à l'état de la situation financière au 31 décembre 2017. Le bénéfice à risque présume qu'aucune autre mesure d'atténuation des risques n'est prise pour couvrir ou réduire les expositions. La sélection d'une période de détention de un mois reflète la composition des actifs sensibles au risque de prix d'Enbridge. Le bénéfice à risque calcule l'incidence, sur les résultats de l'exercice, des fluctuations des prix sur le marché pendant une période de un mois en l'absence de toute autre couverture ou mesure d'atténuation. Dans la pratique, une grande partie des expositions d'Enbridge pourrait être couverte ou dénouée dans une période beaucoup plus courte s'il était nécessaire de le faire pour réduire les risques.

Notre politique du risque établit la limite consolidée du bénéfice à risque à 5 % du bénéfice normalisé prévisionnel pour les 12 mois à venir. Le bénéfice à risque intègre une simulation Monte Carlo et son taux de confiance se situe à 97,5 %; l'horizon de risque prospectif pris en compte s'établit à un an, et la période de détention est fixée à un mois. La mesure porte sur les instruments dérivés financiers, d'autres instruments financiers, les instruments dérivés sur marchandises, d'autres contrats sur marchandises et contrats à exécuter, les positions et les résultats ou flux de trésorerie devant découler de transactions prévues. Le bénéfice à risque se chiffrait à 1,7 %, ou 68 M\$, au 31 décembre 2017 et à 2,8 %, ou 59 M\$, au 31 décembre 2016.

Au 1^{er} janvier 2018, le conseil d'administration a approuvé l'adoption d'une nouvelle mesure des risques de marché pour remplacer le bénéfice à risque : les flux de trésorerie à risque. La limite consolidée des flux de trésorerie à risque sera fixée à 3,5 % des flux de trésorerie normalisés prévisionnels pour les 12 mois à venir. Grâce à ce changement, la mesure des risques de marché sera harmonisée aux autres mesures clés des résultats de l'entreprise.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de respecter nos obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, nous prévoyons nos besoins en trésorerie pour une période de 12 mois pour déterminer si nous disposerons des fonds nécessaires et conservons des liquidités disponibles substantielles aux termes de nos marges de crédit bancaires engagées pour parer aux éventualités. Nos principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit engagées, ainsi que le financement à long terme par voie de l'émission, entre autres, de débentures et de billets à moyen terme. Nous maintenons également à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui nous permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, nous nous assurons de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui nous permettent de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. Nous respectons toutes les modalités de nos conventions de facilités de crédit engagées et de dette à terme au 31 décembre 2017. Par conséquent, nous avons accès à toutes nos facilités de crédit, et les banques sont tenues de nous accorder du financement aux termes de celles-ci.

RISQUE DE CRÉDIT

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

Nous avons généralement pour politique de conclure des contrats de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. ou des contrats sur dérivés similaires avec la majorité de nos contreparties sur dérivés financiers. Ces contrats prévoient le règlement net d'instruments dérivés en cours avec certaines contreparties en cas de faillite ou d'autres incidents de crédit graves, et réduiraient donc notre exposition au risque de défaillance sur des positions en cours sur des actifs dérivés financiers avec les contreparties dans ces situations particulières.

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, d'évaluations de la notation et de conventions de compensation. Le risque de crédit lié à EGD et à Union Gas est atténué par la taille et la diversité de la clientèle ainsi que par la capacité de recouvrer, par la voie de la tarification, une estimation des créances douteuses. Nous surveillons activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, nous obtenons des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, nous créons une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 20 jours et les classons dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal ayant trait aux actifs financiers autres que des instruments dérivés est leur valeur comptable.

ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

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

RUBRIQUE 8. ÉTATS FINANCIERS ET DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant

Aux actionnaires et aux administrateurs d'Enbridge Inc.

Opinions sur les états financiers consolidés et le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints d'Enbridge Inc. (la « société ») et de ses filiales aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016 et les états consolidés des résultats, du résultat global, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2017, ainsi que les notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2017, sur la base des critères établis dans le document *Internal Control - Integrated Framework (2013)* du Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission.

À notre avis, les états financiers consolidés dont il est question plus haut donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de la société aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016, ainsi que des résultats de leur exploitation et de leurs flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017 selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique. De plus, à notre avis, l'entité maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 conformément aux critères établis dans le document *Internal Control - Integrated Framework (2013)* publié par le COSO.

Fondement des opinions

La direction de la société est responsable de ces états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière, qui est incluse dans le Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant à la rubrique 9A. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés et le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'expertise comptable inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (des États-Unis) (PCAOB) et sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et à évaluer si un contrôle interne à l'égard de l'information financière efficace a été maintenu dans tous les aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondage des éléments probants à l'appui des montants et des informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a compris l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, ainsi que des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque. Nos audits ont également compris la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est le processus visant à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société s'entend des politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; iii) fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée des actifs de la société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés est soit interdite, soit détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

/s/ PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés
Calgary (Alberta)
Le 16 février 2018

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la société depuis 1949.

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
Produits d'exploitation			
Ventes de marchandises	26 286	22 816	23 842
Ventes liées à la distribution de gaz	4 215	2 486	3 096
Transport et autres services	13 877	9 258	6 856
Total des produits d'exploitation	44 378	34 560	33 794
Charges d'exploitation			
Coûts des marchandises	26 065	22 409	22 949
Coûts liés à la distribution de gaz	2 572	1 596	2 292
Exploitation et administration	6 442	4 358	4 131
Amortissement	3 163	2 240	2 024
Pertes de valeur d'actifs à long terme <i>(notes 7 et 10)</i>	4 463	1 376	96
Perte de valeur de l'écart d'acquisition <i>(notes 7 et 15)</i>	102	–	440
Total des charges d'exploitation	42 807	31 979	31 932
Bénéfice d'exploitation	1 571	2 581	1 862
Quote-part du bénéfice des satellites <i>(note 12)</i>	1 102	428	475
Autres produits (charges)			
Gain (perte) de change net	237	91	(884)
Gain sur cessions	16	848	94
Autres	199	93	88
Charge d'intérêts <i>(note 17)</i>	(2 556)	(1 590)	(1 624)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	569	2 451	11
Économie (charge) d'impôt <i>(note 24)</i>	2 697	(142)	(170)
Bénéfice (perte)	3 266	2 309	(159)
(Bénéfice) perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(407)	(240)	410
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	2 859	2 069	251
Dividendes sur les actions privilégiées	(330)	(293)	(288)
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 529	1 776	(37)
Bénéfice (perte) par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	1,66	1,95	(0,04)
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	1,65	1,93	(0,04)

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

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars)</i>			
Bénéfice (perte)	3 266	2 309	(159)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
Variation des gains (pertes) non réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie	(21)	(138)	198
Variation des gains (pertes) non réalisés sur les couvertures d'investissement net	490	166	(903)
Autres éléments du résultat global des satellites	(27)	–	30
Reclassement dans le résultat des gains (pertes) sur les couvertures de flux de trésorerie	313	116	(559)
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	19	17	21
Gains (pertes) actuariels sur les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite	8	(34)	51
Écart de conversion	(3 060)	(712)	3 347
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	(2 278)	(585)	2 185
Résultat global	988	1 724	2 026
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(160)	(229)	292
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	828	1 495	2 318
Dividendes sur les actions privilégiées	(330)	(293)	(288)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	498	1 202	2 030

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
Actions privilégiées (note 20)			
Solde au début de l'exercice	7 255	6 515	6 515
Émission d'actions privilégiées	492	740	–
Solde à la fin de l'exercice	7 747	7 255	6 515
Actions ordinaires (note 20)			
Solde au début de l'exercice	10 492	7 391	6 669
Émission d'actions ordinaires	1 500	2 241	–
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'opération de fusion (note 7)	37 429	–	–
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	1 226	795	646
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	90	65	76
Solde à la fin de l'exercice	50 737	10 492	7 391
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	3 399	3 301	2 549
Rémunération à base d'actions	82	41	35
Juste valeur de la rémunération à base d'actions en circulation gagnée de l'opération de fusion (note 7)	77	–	–
Options exercées	(95)	(24)	(19)
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company Inc.	76	–	–
Transfert de participation à Enbridge Energy Partners, L.P. (note 19)	–	–	218
Gain (perte) de dilution et autres (note 19)	(345)	81	518
Solde à la fin de l'exercice	3 194	3 399	3 301
Bénéfices non répartis (déficit)			
Solde au début de l'exercice	(716)	142	1 571
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	2 859	2 069	251
Dividendes sur les actions privilégiées	(330)	(293)	(288)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(4 702)	(1 945)	(1 596)
Dividendes versés sur la participation croisée	30	26	22
Résorption de l'ajustement de la valeur de rachat cumulative attribuable à Enbridge Commercial Trust (note 19)	–	–	541
Ajustement de la valeur de rachat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables (note 19)	292	(686)	(359)
Ajustement au titre de la comptabilisation des déductions fiscales inutilisées liées à la charge de rémunération à base d'actions	41	–	–
Ajustement au titre des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	–	(29)	–
Autres	58	–	–
Solde à la fin de l'exercice	(2 468)	(716)	142
Cumul des autres éléments du résultat global (note 22)			
Solde au début de l'exercice	1 058	1 632	(435)
Autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite de l'impôt	(2 031)	(574)	2 067
Solde à la fin de l'exercice	(973)	1 058	1 632
Participation croisée			
Solde au début de l'exercice (note 12)	(102)	(83)	(83)
Émission d'actions autodétenues	–	(19)	–
Solde à la fin de l'exercice (note 12)	(102)	(102)	(83)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	58 135	21 386	18 898
Participations ne donnant pas le contrôle (note 19)			
Solde au début de l'exercice	577	1 300	2 015
Bénéfice (perte) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	232	(28)	(407)
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts			
Variation des gains non réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie	15	4	161
Écart de conversion	(431)	(44)	273
Reclassement dans le résultat des (profits) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	139	40	(319)
	(277)	–	115
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(45)	(28)	(292)
Participations ne donnant pas le contrôle résultant de l'opération de fusion (note 7)	8 955	–	–
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company Inc.	(343)	–	–
Distributions	(839)	(720)	(680)
Apports	832	28	615
Déconsolidation de Sabal Trail Transmission, LLC	(2 318)	–	–
Transfert de participation à Enbridge Energy Partners, L.P.	–	–	(304)
Gain (perte) de dilution	832	–	(53)
Cession du pipeline Olympic	(24)	–	–
Autres	(30)	(3)	(1)
Solde à la fin de l'exercice	7 597	577	1 300
Total des capitaux propres	65 732	21 963	20 198
Dividendes payés par action ordinaire	2,41	2,12	1,86

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2017	2016	2015
Activités d'exploitation			
Bénéfice (perte)	3 266	2 309	(159)
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation :			
Amortissement	3 163	2 240	2 024
Charge d'impôts reportés	(2 877)	43	7
Variation des (gains) pertes non réalisés sur les instruments dérivés, montant net <i>(note 23)</i>	(1 242)	(509)	2 373
Quote-part du bénéfice des satellites	(1 102)	(656)	(483)
Distributions sur les participations dans des satellites	1 264	827	727
Perte de valeur	4 565	1 620	536
(Gain) perte sur cessions	(120)	(848)	(94)
Inefficacité des couvertures <i>(note 23)</i>	(55)	61	(20)
Provision pour réévaluation des stocks	56	245	410
(Gain) perte de change intersociétés non réalisé	28	43	(131)
Autres	50	198	69
Variation des passifs environnementaux, déduction faite des recouvrements	(98)	(4)	(43)
Variation de l'actif et du passif d'exploitation <i>(note 26)</i>	(314)	(358)	(645)
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	6 584	5 211	4 571
Activités d'investissement			
Dépenses d'investissement	(8 287)	(5 128)	(7 273)
Financement de coentreprises	(25)	(1)	–
Placements à long terme	(3 525)	(467)	(622)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	125	–	–
Placements à long terme soumis à restrictions	(54)	(46)	(49)
Acquisition d'actifs incorporels	(789)	(127)	(101)
Acquisitions de titres détenus jusqu'à leur échéance	(529)	–	–
Produit à la vente et à l'échéance de titres détenus jusqu'à leur échéance	584	–	–
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(136)	–	–
Produit à la vente et à l'échéance de titres disponibles à la vente	99	–	–
Acquisitions	–	(644)	(106)
Trésorerie obtenue dans le cadre de l'opération de fusion <i>(note 7)</i>	682	–	–
Produits de cessions	628	1 379	146
Remboursement de dépenses d'investissement	212	–	–
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	(22)	(118)	59
Variations de la trésorerie soumise à restrictions	35	(40)	13
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(11 002)	(5 192)	(7 933)
Activités de financement			
Variation nette des emprunts à court terme <i>(note 2)</i>	721	(248)	(487)
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	(1 249)	(2 297)	1 507
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	9 483	4 080	3 767
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(5 054)	(1 946)	(1 023)
Achat d'une participation dans une filiale consolidée	(227)	–	–
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	832	28	615
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(919)	(720)	(680)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	1 178	591	670
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(247)	(202)	(114)
Émission d'actions privilégiées	489	737	–
Émission d'actions ordinaires	1 549	2 260	57
Dividendes sur les actions privilégiées	(330)	(293)	(288)
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 750)	(1 150)	(950)
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités de financement	3 476	840	3 074
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	(72)	(19)	143
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 014)	840	(145)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	1 494	654	799
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	480	1 494	654
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Impôts payés	172	194	80
Intérêts payés, déduction faite du montant capitalisé	2 668	1 820	1 835
Montants hors trésorerie au titre des immobilisations corporelles	889	773	1 222

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

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 2)	480	1 494
Trésorerie soumise à restrictions	107	68
Comptes débiteurs et autres créances (note 8)	7 053	4 978
Montants à recevoir de sociétés affiliées	47	14
Stocks (note 9)	1 528	1 233
	9 215	7 787
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	90 711	64 284
Placements à long terme (note 12)	16 644	6 836
Placements à long terme soumis à restrictions (note 13)	267	90
Montants reportés et autres actifs	6 442	3 391
Actifs incorporels, montant net (note 14)	3 267	1 573
Écart d'acquisition (note 15)	34 457	78
Impôts reportés (note 24)	1 090	1 170
Total des actifs	162 093	85 209
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme (note 17)	1 444	351
Comptes créditeurs et autres dettes (note 16)	9 478	7 295
Montants à payer à des sociétés affiliées	157	122
Intérêts à payer	634	333
Passifs environnementaux	40	142
Partie à court terme de la dette à long terme (note 17)	2 871	4 100
	14 624	12 343
Dette à long terme (note 17)	60 865	36 494
Autres passifs à long terme	7 510	4 981
Impôts reportés (note 24)	9 295	6 036
	92 294	59 854
Engagements et éventualités (note 28)		
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables (note 19)	4 067	3 392
Capitaux propres		
Capital-actions (note 20)		
Actions privilégiées	7 747	7 255
Actions ordinaires (1 695 et 943 actions en circulation au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016, respectivement)	50 737	10 492
Surplus d'apport	3 194	3 399
Déficit	(2 468)	(716)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 22)	(973)	1 058
Participation croisée	(102)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	58 135	21 386
Participations ne donnant pas le contrôle (note 19)	7 597	577
	65 732	21 963
Total des passifs et capitaux propres	162 093	85 209

Entités à détenteurs de droits variables (note 11)

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

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
1. Description des activités	121
2. Principales conventions comptables	122
3. Modifications de conventions comptables	133
4. Informations sectorielles	138
5. Résultat par action ordinaire	139
6. Questions de nature réglementaire	140
7. Acquisitions et cessions	143
8. Comptes débiteurs et autres créances	149
9. Stocks	149
10. Immobilisations corporelles	150
11. Entités à détenteurs de droits variables	151
12. Placements à long terme	156
13. Placements à long terme soumis à restrictions	158
14. Actifs incorporels	159
15. Écart d'acquisition	160
16. Comptes créditeurs et autres dettes	161
17. Dette	162
18. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	166
19. Participations ne donnant pas le contrôle	167
20. Capital-actions	171
21. Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions	174
22. Composantes du cumul des autres éléments du résultat global	177
23. Gestion des risques et instruments financiers	178
24. Impôts sur les bénéfices	190
25. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	193
26. Variation de l'actif et du passif d'exploitation	200
27. Opérations entre apparentés	201
28. Engagements et éventualités	202
29. Garanties	204
30. Événements postérieurs à la date de clôture	206
31. Information financière trimestrielle	207

1. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Dans le présent rapport, à moins que le contexte ne leur donne un sens différent, les termes « nous », « nos », « notre » et « Enbridge » renvoient collectivement à Enbridge Inc. et à ses filiales. Ces termes ne sont utilisés qu'à des fins de commodité et ne se veulent pas une description précise d'une quelconque entité juridique distincte d'Enbridge Inc.

Enbridge est une société cotée en bourse du secteur du transport et de la distribution d'énergie. Nous exerçons nos activités dans les cinq secteurs d'activité suivants : Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution de gaz, Énergie verte et transport ainsi que Services énergétiques. Ces secteurs isolables sont les unités fonctionnelles stratégiques que la haute direction a établies dans le but de nous permettre d'atteindre nos objectifs à long terme plus facilement, d'aider à la prise de décisions en matière d'affectation des ressources et d'évaluer le rendement de l'exploitation.

OLÉODUCS

Le secteur Oléoducs comprend l'exploitation de pipelines de transport public et contractuel de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et de produits raffinés, ainsi que de terminaux, principalement au Canada et aux États-Unis, et comprend le réseau principal au Canada, le réseau pipelinier de Lakehead (le « réseau de Lakehead »), le réseau régional des sables bitumineux, les installations du milieu du continent et de la côte du golfe, le pipeline Southern Lights, le réseau Express-Platte, le réseau Bakken, ainsi que les pipelines d'aménée et autres.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Le secteur Transport de gaz et services intermédiaires, auparavant connu sous le nom Gazoducs et traitement, regroupe des participations dans des gazoducs et des installations de collecte et de traitement de gaz naturel. Les participations dans des gazoducs comprennent nos intérêts dans US Gas Transmission, le secteur Transport de gaz et services intermédiaires au Canada, Alliance Pipeline, le secteur intermédiaire aux États-Unis et d'autres entités. Quant aux participations dans les activités de traitement du gaz naturel, elles comprennent notre participation dans Aux Sable, qui exerce des activités d'extraction et de fractionnement du gaz naturel situées près du terminal du pipeline Alliance, les actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires au Canada situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta et les actifs de DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream ») situés principalement au Texas et en Oklahoma.

DISTRIBUTION DE GAZ

Le secteur Distribution de gaz englobe les activités de nos entreprises de services publics de gaz naturel, dont la majeure partie est exercée par Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») et Union Gas Limited (« Union Gas »), qui fournissent des services aux clients résidentiels, commerciaux et industriels, principalement situés en Ontario. Ce secteur comprend également notre participation dans Noverco Inc. (« Noverco ») et dans d'autres activités de distribution et de stockage de gaz.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

Le secteur Énergie verte et transport regroupe nos participations dans des actifs d'énergie renouvelable et des installations de transport. Les actifs d'énergie renouvelable se composent des installations d'énergie éolienne, solaire et géothermique et de récupération de la chaleur résiduelle situées au Canada, principalement en Alberta, en Ontario et au Québec, et aux États-Unis, principalement au Colorado, au Texas, en Indiana et en Virginie-Occidentale. Nous détenons aussi des actifs en cours d'aménagement situés en Europe.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Les entreprises du secteur Services énergétiques au Canada et aux États-Unis exercent des activités de commercialisation de marchandises et assurent des services de logistique connexes; elles supervisent des services d'approvisionnement de raffinerie et gèrent nos volumes ayant fait l'objet d'un engagement sur divers réseaux pipeliniers.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

En plus des secteurs ci-dessus, l'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration et les coûts de change qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné. Cette unité englobe de plus les activités d'expansion commerciale, les placements non sectoriels à des fins générales et l'élimination des transactions entre les secteurs requise pour présenter les résultats financiers et la situation financière sur une base consolidée.

ACQUISITION DE SPECTRA ENERGY CORP

Le 27 février 2017, Enbridge et Spectra Energy Corp (« Spectra Energy ») se sont regroupées dans une opération de fusion à contrepartie en actions (l'« opération de fusion ») pour un prix d'achat de 37,5 G\$. Aux termes des conditions de l'opération de fusion, les actionnaires de Spectra Energy ont reçu 0,984 action d'Enbridge par action ordinaire de Spectra Energy, conférant à Enbridge la propriété entière de Spectra Energy. Pour plus d'information sur la transaction, se reporter à la *note 7 Acquisitions et cessions*.

PLAN DE RESTRUCTURATION DES ACTIVITÉS CANADIENNES

Le 1^{er} septembre 2015, aux termes d'une entente avec Enbridge Income Fund (le « fonds ») et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF »), Enbridge a transféré son entreprise canadienne d'oléoducs, détenue par Pipelines Enbridge Inc. (« EPI ») et Enbridge Pipelines (Athabasca) Inc. (« EPAI »), et certains de ses actifs canadiens d'énergie renouvelable au groupe du fonds (composé du fonds, d'Enbridge Commercial Trust (« ECT ») et d'Enbridge Income Partners LP (« EIPLP ») et des filiales d'EIPLP) pour une contrepartie évaluée à 30,4 G\$ plus certains droits incitatifs et droits liés au rendement (le « plan de restructuration des activités canadiennes »). La contrepartie qui nous a été payée comprenait 18,7 G\$ en parts dans le groupe du fonds, soit des parts du fonds d'une valeur de 3,0 G\$ et des parts d'une valeur de 15,7 G\$ d'EIPLP, entité dans laquelle le fonds détient une participation. Le groupe du fonds a également pris en charge la dette d'EPI et d'EPAI qui s'établit à environ 11,7 G\$.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens. En tant que société inscrite à la Securities and Exchange Commission (la « SEC »), nous sommes autorisés à recourir aux PCGR des États-Unis afin de remplir nos obligations d'information continue au Canada et aux États-Unis.

MODE DE PRÉSENTATION ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

Afin de dresser les états financiers selon les PCGR des États-Unis, la direction doit faire des estimations et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre des actifs et des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations fournies par voie de notes dans les états financiers consolidés sur les actifs et passifs éventuels. Les principales estimations et hypothèses retenues dans la préparation des états financiers consolidés portent notamment sur les éléments suivants : la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (*note 6*); la ventilation du prix d'achat (*note 7*); les produits non facturés; les taux d'amortissement et la valeur comptable des immobilisations corporelles (*note 10*); les taux d'amortissement des actifs incorporels (*note 14*); l'évaluation de l'écart d'acquisition (*note 15*); la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHS ») (*note 18*); l'évaluation de la rémunération à base d'actions (*note 21*); la juste valeur des instruments financiers (*note 23*); les impôts sur les bénéficiaires (*note 24*); les hypothèses utilisées dans l'évaluation des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR ») (*note 25*); les engagements et éventualités (*note 28*); et l'estimation des pertes liées aux obligations de remise en état (*note 28*). Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Avec prise d'effet au 30 septembre 2017, nous avons regroupé avec la trésorerie et les équivalents de trésorerie des éléments auparavant présentés dans la dette bancaire et liés à des comptes bancaires faisant l'objet d'une convention de gestion centralisée de la trésorerie. Au 31 décembre 2017, un montant de 0,6 G\$ (0,6 G\$ au 31 décembre 2016) au titre de la dette bancaire a ainsi été regroupé avec la trésorerie et les équivalents de trésorerie, dans les états consolidés de la situation financière de la société. Les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités de financement figurant dans les états consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 ont respectivement diminué de 0,3 G\$ et augmenté de 0,1 G\$ comme conséquence de ce changement.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers consolidés comprennent nos comptes, ceux de nos filiales ainsi que ceux d'entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») dont nous sommes le principal bénéficiaire. Une EDDV est une entité juridique qui ne dispose pas de suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de telle sorte que les participants aux capitaux propres n'ont pas le pouvoir de prendre des décisions importantes se rapportant aux activités de l'entité au moyen de droits de vote ou ne participent pas de manière notable aux gains et aux pertes de l'entité. À la conclusion d'une entente contractuelle, nous procédons à une évaluation pour déterminer si l'entente contient des droits variables dans une entité juridique et si cette entité juridique constitue une EDDV. Le principal bénéficiaire est celui qui possède le pouvoir de diriger les activités de l'EDDV qui ont l'incidence la plus importante sur la performance économique de l'entité et l'obligation d'absorber les pertes ou le droit de recevoir les avantages de l'EDDV qui pourraient être importants pour l'EDDV. Si nous concluons que nous sommes le principal bénéficiaire d'une EDDV, nous consoliderons cette dernière. Nous évaluons tous les droits variables dans l'entité et recourons à notre jugement pour déterminer si nous en sommes le principal bénéficiaire. D'autres facteurs qualitatifs sont pris en compte, comme la responsabilité de la prise de décisions, la structure du capital de l'EDDV, le partage des risques et des avantages, les ententes contractuelles conclues avec l'EDDV, les droits de vote et le degré de participation d'autres parties. Nous évaluons la détermination du principal bénéficiaire d'une EDDV de façon continue, car il se produit certains changements dans les faits et circonstances liés à une EDDV. Les états financiers consolidés comprennent également les comptes de toute société en commandite dont nous sommes le commandité et dont, d'après tous les faits et circonstances pertinents, nous détenons le contrôle, à moins que le commanditaire détienne des droits de participation substantiels ou un droit de limogeage réel. Pour certains placements pour lesquels nous conservons une participation indivise dans les actifs et les passifs, nous comptabilisons notre quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges. Si une entité n'est pas définie comme une EDDV, le modèle d'entité à détenteurs de droits de vote sera appliqué.

Tous les comptes réciproques et transactions intersociétés importants sont éliminés à la consolidation. Les participations dans des filiales représentées par d'autres parties qui ne contrôlent pas l'entité sont présentées dans les états financiers consolidés à titre d'activités et de soldes attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables. Les participations et les entités sur lesquelles nous exerçons une influence notable sont comptabilisées à la valeur de consolidation.

En raison du plan de restructuration des activités canadiennes, ECT, notre filiale, détermine ses bénéfices sur les participations dans des satellites d'EIPLP au moyen de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (« LHVC »). ECT applique la méthode LHVC à ses participations dans des satellites, selon laquelle les distributions en trésorerie, notamment les distributions préférentielles et résiduelles, ne sont pas fondées sur le pourcentage de participation de l'investisseur. Selon la méthode LHVC, un calcul est établi à chaque date de clôture pour déterminer le montant qu'ECT recevrait si EIPLP liquidait tous ses actifs, évalués conformément aux PCGR des États-Unis, et distribuait ces fonds aux investisseurs. La différence entre les montants des distributions en cas de liquidation calculés au début et à la fin de la période de présentation, après ajustement pour les apports et les distributions de capital, représente la part d'ECT dans le bénéfice ou la perte de la participation dans un satellite pour la période visée.

ECT et EIPLP sont toutes deux consolidées dans les présents états financiers, mais l'utilisation de la méthode LHVC par ECT influe sur les bénéfices attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables indiqués dans les états consolidés des résultats d'Enbridge. Nous continuons de comptabiliser les participations ne donnant pas le contrôle rachetables dans les états consolidés de la situation financière à la valeur de rachat maximale des parts de fiducie détenues par des tiers, laquelle est liée au cours des actions ordinaires d'ENF.

RÉGLEMENTATION

Certains volets de nos activités sont régis par divers organismes, y compris l'Office national de l'énergie (l'« Office »), la Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC »), l'Alberta Energy Regulator, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la « CÉSP »), la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») et la Régie de l'énergie du Québec. Les organismes de réglementation régissent divers aspects, notamment la construction, la tarification et les pratiques de tarification sous-jacentes ainsi que les ententes de tarification avec les clients. L'incidence économique des mesures prises par un organisme de réglementation donné devant être prise en compte, il se peut que le moment choisi pour constater certains produits et certaines charges dans le cadre de ces activités diffère de celui qui aurait autrement été prévu en vertu des PCGR des États-Unis pour des entités exerçant des activités à tarifs non réglementés.

Les actifs réglementaires correspondent aux montants que la société compte recouvrer, au moyen des tarifs, auprès des clients au cours de périodes futures. Les passifs réglementaires correspondent aux montants que la société compte rembourser, au moyen des tarifs, aux clients au cours de périodes futures ou qu'elle compte payer pour couvrir les coûts futurs liés à l'abandon se rapportant à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'Office. Les actifs réglementaires à long terme sont inscrits au poste « Montants reportés et autres actifs » et les actifs réglementaires à court terme, au poste « Comptes débiteurs et autres créances ». Les passifs réglementaires à long terme sont inscrits au poste « Autres passifs à long terme » et les passifs réglementaires à court terme, au poste « Comptes créditeurs et autres dettes ». Si nous prenons connaissance d'un événement indiquant une perte de valeur éventuelle, les actifs réglementaires font l'objet d'un test de dépréciation. La comptabilisation des actifs et des passifs réglementaires est fondée sur les mesures prises ou devant être prises par l'organisme de réglementation. Le moment et le montant du recouvrement ou du règlement des soldes réglementaires peuvent différer sensiblement de ceux qui sont enregistrés si les mesures prises par l'organisme de réglementation diffèrent de celles auxquelles nous nous attendons. En l'absence de réglementation tarifaire, nous ne comptabiliserions pas, en règle générale, d'actifs ou de passifs réglementaires et l'incidence sur le résultat devrait être comptabilisée dans l'exercice au cours duquel les charges sont engagées ou les produits sont gagnés. Un actif ou un passif réglementaire est comptabilisé au titre des impôts reportés lorsque l'on s'attend à ce que les montants soient recouverts ou réglés au moyen de tarifs futurs approuvés par les organismes de réglementation.

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est prise en compte dans le coût des immobilisations corporelles, et elle est amortie sur les périodes futures comme partie intégrante du coût total de l'actif correspondant. Cette provision comprend une composante intérêts et, si l'organisme de réglementation l'approuve, une composante liée au coût des capitaux propres, lesquelles sont toutes deux capitalisées en fonction des taux établis par entente réglementaire. En l'absence d'une réglementation tarifaire, nous capitaliserions la composante intérêts à un taux de capitalisation fondé sur son coût d'emprunt, alors que la composante capitaux propres capitalisés, le résultat connexe établi pour la période de construction et l'amortissement ultérieur ne seraient pas comptabilisés.

Dans le cas de certaines activités réglementées visées par les indications des PCGR des États-Unis portant sur les programmes d'application progressive des tarifs, les taux d'amortissement négociés recouverts au moyen des droits de transport peuvent être inférieurs à la charge d'amortissement calculée conformément aux PCGR des États-Unis pendant les premières années des contrats à long terme, mais recouverte au cours de périodes ultérieures lorsque les droits excèdent l'amortissement. La charge d'amortissement sur de tels actifs est comptabilisée conformément aux PCGR des États-Unis et aucun actif réglementaire reporté n'est constaté (*note 6*).

Sur approbation de l'organisme de réglementation pertinent, EGD, Union Gas et certaines entreprises de distribution capitalisent un pourcentage de certaines charges d'exploitation précisées. Ces entreprises sont autorisées à amortir ces coûts capitalisés et à obtenir un rendement sur la valeur comptable nette de ces coûts capitalisés pour les exercices futurs. Si les mesures prises par l'organisme de réglementation diffèrent de nos attentes, le moment et le montant du recouvrement ou du règlement des coûts capitalisés pourraient différer sensiblement de ceux qui ont été comptabilisés. En l'absence de réglementation tarifaire, ces coûts pourraient être imputés en partie aux résultats de l'exercice.

CONSTATATION DES PRODUITS

Les produits des secteurs non réglementés sont inscrits lorsque les produits ont été livrés ou les services fournis, que le montant des produits peut être évalué de façon fiable et que le recouvrement est raisonnablement assuré. La solvabilité des clients est évaluée avant la signature du contrat et pendant toute la durée du contrat. Certains produits tirés des activités liées aux oléoducs et aux gazoducs sont constatés conformément aux modalités de contrats de livraison plutôt que selon les droits encaissés.

Les contrats d'expédition ferme à long terme, aux termes desquels les expéditeurs sont tenus de payer des montants fixes au prorata sur la durée du contrat, peu importe les volumes expédiés, peuvent être assortis de droits de rattrapage. Les expéditeurs accumulent des droits de rattrapage lorsque le volume minimal prévu aux termes des engagements n'est pas expédié au cours de la période visée, mais, dans certaines circonstances, ces droits peuvent servir à annuler des excédents au cours de périodes futures, sous réserve des périodes d'échéance. Nous comptabilisons les produits associés aux droits de rattrapage à la première des dates suivantes : lorsque le volume de rattrapage est expédié, lorsque les droits de rattrapage expirent ou lorsqu'il est établi que la probabilité que l'expéditeur utilise les droits de rattrapage est faible.

Aux termes de certains contrats de transport par pipeline extracôtier, Enbridge est tenue de fournir des services de transport pour la durée de vie des gisements productifs sous-jacents. Selon ces contrats, les expéditeurs lui versent des droits mensuels fixes pendant une période définie qui peut être plus courte que la durée de vie estimative des réserves que renferment les gisements en question, de sorte que la durée des contrats est plus longue que la période des recouvrements en trésorerie. Les produits tirés des droits mensuels fixes sont constatés au prorata du volume engagé offert aux expéditeurs pour toute la durée contractuelle, sans prise en compte du moment des encaissements. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, la trésorerie reçue, déduction faite des produits comptabilisés au titre de contrats assortis de droits de rattrapage et d'autres ententes de produits reportés, s'est respectivement établie à 196 M\$, 249 M\$ et 61 M\$.

Quant aux secteurs à tarifs réglementés, les produits sont constatés conformément aux ententes sous-jacentes approuvées par les organismes de réglementation. Les produits tirés des services publics de distribution de gaz sont comptabilisés d'après les relevés réguliers des compteurs et selon l'estimation qui est faite de la consommation des clients entre leur dernier relevé des compteurs et la fin de la période. Les estimations se fondent sur les antécédents de consommation et le nombre de degrés-jours de chauffage atteint. Le nombre de degrés-jours de chauffage est une mesure du froid et constitue une indication des volumes de gaz naturel nécessaires pour le chauffage dans la zone visée par notre franchise de distribution. Depuis le 1^{er} juillet 2011, le bénéfice tiré du réseau principal au Canada (hormis les canalisations 8 et 9) est assujéti à une entente de tarification concurrentielle (« ETC »), selon laquelle les produits sont comptabilisés lorsque les services sont fournis. À cette date, nous avons abandonné l'application prospective de la comptabilisation des tarifs réglementés pour ces actifs, sauf pour ce qui est des impôts exigibles, visés par une ordonnance tarifaire particulière.

En ce qui concerne nos contrats de commercialisation de l'énergie, une estimation des produits et des coûts des marchandises pour le mois de décembre est incluse dans les états consolidés des résultats de chaque exercice d'après les meilleures données disponibles sur les volumes et les prix des marchandises livrées et reçues.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COUVERTURE

Instrumentés dérivés non admissibles

Les instruments dérivés non admissibles sont principalement utilisés à titre de couverture économique de l'exposition des résultats aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Ils sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées à l'état des résultats dans les produits tirés du transport et des autres services, dans les coûts des marchandises, dans les charges d'exploitation et d'administration, dans les autres produits (charges) et dans la charge d'intérêts.

Instrumentés dérivés désignés comme éléments constitutifs d'une relation de couverture admissible

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour atténuer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change, des taux d'intérêt et de certains frais de rémunération liée au cours de notre action. La comptabilité de couverture est facultative. Pour l'appliquer, Enbridge doit documenter les relations de couverture et vérifier régulièrement si les éléments de couverture sont efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts sous-jacents. Nous présentons l'incidence des éléments de couverture sur le résultat avec les opérations de couverture. Les instruments dérivés désignés comme éléments constitutifs d'une relation de couverture admissible sont classés comme couvertures de flux de trésorerie, couvertures de juste valeur ou couvertures d'investissement net.

Couvertures de flux de trésorerie

Nous avons recours à des couvertures de flux de trésorerie pour gérer notre exposition aux variations des prix des marchandises, des taux de change, des taux d'intérêt et de certains frais de rémunération liée au cours de notre action. La partie efficace des variations de la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie est inscrite dans les autres éléments du résultat global, puis reclassée dans l'état des résultats lorsque l'élément couvert a une incidence sur le résultat. Toute partie inefficace des couvertures est portée au résultat de la période.

Si un instrument dérivé désigné comme couverture de flux de trésorerie cesse d'être efficace ou s'il est liquidé, la comptabilité de couverture prend fin, et les gains ou pertes à cette date sont reportés dans les autres éléments du résultat global et sont comptabilisés en même temps que l'opération connexe. S'il devient improbable qu'une opération prévue couverte se réalise, les gains ou pertes sont immédiatement comptabilisés en résultat. Les gains ou pertes ultérieurs attribuables à des instruments dérivés à l'égard desquels la société a cessé d'appliquer la comptabilité de couverture sont portés aux résultats de la période au cours de laquelle ils surviennent.

Couvertures de juste valeur

Nous avons recours à des couvertures de juste valeur pour couvrir la juste valeur d'instruments de créance. Les variations de la juste valeur d'instruments de couverture sont portées aux résultats avec celles de la juste valeur des actifs ou passifs ainsi couverts et désignés comme faisant partie intégrante de la relation de couverture. Si une couverture de juste valeur est abandonnée ou cesse d'être efficace, l'actif ou le passif couvert qui, autrement, devrait être comptabilisé au coût ou au coût après amortissement, cesse d'être mesuré à la juste valeur, et l'ajustement cumulatif (en fonction de la juste valeur) de la valeur comptable de l'élément couvert est comptabilisé dans les résultats sur la durée de vie restante de cet élément.

Couvertures d'investissement net

Les gains et les pertes découlant de la conversion de l'investissement net dans des établissements étrangers de leur monnaie fonctionnelle dans la monnaie de présentation d'Enbridge – à savoir, le dollar canadien – sont comptabilisés à titre d'écarts de conversion cumulatifs. Nous désignons les dérivés de change et les instruments d'emprunt libellés en dollars américains comme couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers établis en dollars américains. Par conséquent, la partie efficace des variations de la juste valeur des dérivés de change et la conversion des instruments d'emprunt libellés en dollars américains sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. Toute partie inefficace est inscrite dans les résultats de la période. Les montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés dans les résultats lorsqu'il y a réduction de l'investissement net couvert par suite de la cession d'un établissement étranger.

Classement des instruments dérivés

Nous inscrivons aux états consolidés de la situation financière la juste valeur de marché des instruments dérivés dans l'actif ou le passif à court terme ou à long terme, selon le moment où ces instruments sont réglés et où les flux de trésorerie connexes sont générés. La part de la juste valeur liée aux flux de trésorerie générés après plus d'un an est classée dans les éléments à long terme.

Les rentrées et les sorties de trésorerie liées à des instruments dérivés sont classées en tant qu'activités d'exploitation dans les états consolidés des flux de trésorerie.

Compensation au bilan

Les actifs et passifs découlant d'instruments dérivés peuvent être compensés aux états consolidés de la situation financière lorsque nous avons le droit juridique exécutoire de compensation et que nous avons l'intention de procéder au règlement de ces instruments pour le montant net.

Coûts de transactions

Les coûts de transactions sont des coûts supplémentaires directement liés à l'acquisition d'un actif financier ou à l'émission d'un passif financier. Nous engageons des coûts de transactions principalement à l'émission de titres de créance et les comptabilisons en réduction de la dette à long terme aux états de la situation financière. Ces coûts sont amortis selon la méthode de l'intérêt effectif sur la durée de la dette connexe et sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES

Les participations dans des satellites sur lesquelles nous exerçons une influence notable, mais qui ne nous donnent pas le contrôle sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Les participations dans des satellites sont évaluées initialement au coût ajusté pour tenir compte de notre quote-part dans les bénéfices non répartis ou la perte des satellites. Les participations dans des satellites sont augmentées du montant des apports aux satellites et diminuées du montant des distributions reçues des satellites. Dans la mesure où un satellite entreprend des mesures qui sont nécessaires pour amorcer les principales activités prévues, nous inscrivons à l'actif le coût financier de notre participation pour la période.

PLACEMENTS À LONG TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

Les placements à long terme qui sont soumis à des restrictions en matière de retrait ou d'utilisation, aux fins de l'ICQF de l'Office, sont présentés au poste « Placements à long terme soumis à restrictions » des états consolidés de la situation financière.

AUTRES PLACEMENTS

Généralement, nous classons dans les autres placements nos participations dans des entités sur lesquelles nous n'exerçons pas une influence notable et qui ne sont pas négociées sur un marché. Ces autres placements sont comptabilisés au coût. Les actifs financiers compris dans cette catégorie sont initialement comptabilisés à la juste valeur, et ne sont pas réévalués ultérieurement. Tout placement qui est négocié sur un marché actif est classé dans les placements disponibles à la vente et évalué à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les dividendes reçus au titre des placements comptabilisés au coût sont constatés dans l'état des résultats lorsque le droit de recevoir le paiement est établi.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle représentent les participations attribuables à des tiers dans certaines filiales consolidées, sociétés en commandite et EDDV. La participation que nous ne détenons pas dans ces entités est présentée comme participation ne donnant pas le contrôle sous la rubrique « Capitaux propres » des états consolidés de la situation financière, et les participations ne donnant pas le contrôle rachetables sont présentées aux états consolidés de la situation financière entre le passif à long terme et les capitaux propres.

Les porteurs de participations ne donnant pas le contrôle du fonds ont l'option de faire racheter leurs parts de fiducie du fonds contre de la trésorerie, sous réserve de certaines limites. Les participations ne donnant pas le contrôle rachetables sont comptabilisées à la valeur de rachat maximale des parts de fiducie détenues par des tiers, établie en fonction du prix de marché des actions ordinaires d'ENF. Chaque trimestre, les variations de la valeur de rachat estimative sont débitées ou créditées aux bénéfices non répartis.

L'utilisation de la méthode LHVC par ECT influe sur les bénéfices attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables indiqués dans nos états consolidés des résultats.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

La méthode du report variable est utilisée pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont calculés en tenant compte des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Selon cette méthode, les actifs et passifs d'impôts reportés sont mesurés au taux d'imposition censé s'appliquer au moment de la résorption des écarts. Pour nos activités réglementées, un passif ou un actif d'impôts reportés est comptabilisé ainsi que l'actif ou le passif réglementaire correspondant dans la mesure où les impôts peuvent être recouverts au moyen des tarifs. Les intérêts et les pénalités d'ordre fiscal sont pris en compte dans les impôts sur les bénéfices.

OPÉRATIONS EN DEVICES ET CONVERSION DES DEVICES

Les opérations en devises désignent les opérations dont les montants sont libellés dans une monnaie autre que celle du principal environnement économique dans lequel évolue Enbridge ou une filiale présentant l'information financière, monnaie qu'on appelle la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en devises sont converties dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis dans la monnaie fonctionnelle au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les gains et pertes de change découlant de la conversion des actifs et passifs monétaires sont comptabilisés dans les états consolidés des résultats de la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les gains et pertes de change découlant de la conversion des monnaies fonctionnelles des établissements étrangers dans notre monnaie de présentation, soit le dollar canadien, sont portés à l'écart de conversion dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont comptabilisés en résultat après la vente de l'établissement étranger. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture, et les produits et les charges le sont aux taux de change mensuels moyens.

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents comprennent les placements à court terme dont l'échéance à l'achat est d'au plus trois mois.

TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

La trésorerie et les équivalents qui, conformément à des ententes commerciales, sont soumis à des restrictions en ce qui concerne les prélèvements ou l'usage sont présentés dans le compte « Trésorerie soumise à restrictions » aux états consolidés de la situation financière.

PRÊTS ET CRÉANCES

Les billets à long terme à recevoir de sociétés affiliées sont évalués au coût après amortissement, établi selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute perte de valeur comptabilisée. Les comptes débiteurs et autres créances sont évalués au coût.

PROVISION POUR CRÉANCES DOUTEUSES

La provision pour créances douteuses est déterminée d'après l'historique de recouvrement. Lorsque nous considérons qu'il est improbable que d'autres mesures de recouvrement se révèlent fructueuses, le montant de la provision pour créances douteuses est imputé aux comptes débiteurs irrécouvrables.

DÉSÉQUILIBRES DES VOLUMES DE GAZ NATUREL

Les états de la situation financière comprennent les soldes en nature résultant de l'écart entre les volumes de gaz reçus et ceux livrés aux clients. Comme certains déséquilibres sont réglés en nature, les variations des soldes n'ont pas d'incidence sur nos états consolidés des résultats ou nos états consolidés des flux de trésorerie. La majeure partie des volumes de gaz naturel qui nous sont dus ou que nous devons sont évalués selon les indices de marché du gaz naturel à la date de clôture.

STOCKS

Les stocks comprennent du gaz naturel en stockage détenu par EGD et Union Gas et du pétrole brut et du gaz naturel détenus essentiellement par des entreprises de services énergétiques du secteur Services énergétiques. Le gaz naturel en stockage détenu par EGD et Union Gas est inscrit aux prix trimestriels approuvés par la CEO dans le cadre de la détermination des tarifs de distribution. Le coût réel du gaz acheté peut différer du prix approuvé par la CEO. La différence entre le prix approuvé et le coût réel du gaz acheté est reportée en tant que passif devant faire l'objet d'un remboursement futur ou en tant qu'actif visé par un recouvrement, selon les modalités approuvées par la CEO. Les stocks d'autres marchandises sont comptabilisés au coût, déterminé selon la méthode du coût moyen pondéré, ou à la valeur de marché si celle-ci est inférieure. À leur sortie, les autres marchandises sont comptabilisées dans le compte « Coûts des marchandises » aux états consolidés des résultats, en fonction du coût moyen pondéré des stocks, compte tenu de tout ajustement comptabilisé afin de ramener les stocks à leur valeur de marché.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations sont comptabilisées au coût historique. Les dépenses se rapportant aux projets de construction et d'expansion, aux grands travaux de rénovation et aux améliorations sont capitalisées. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les dépenses se rapportant au développement d'un projet sont capitalisées si elles sont censées rapporter un avantage futur. Nous capitalisons les intérêts engagés pendant la construction d'actifs à tarifs non réglementés. Pour les actifs à tarifs réglementés, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est portée au coût des immobilisations corporelles et amortie sur les périodes futures comme une composante du coût total de l'actif en question. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction comprend une composante intérêts et, si elle est approuvée par l'organisme de réglementation, une composante coût des capitaux propres.

La société utilise deux méthodes d'amortissement principales. L'amortissement des actifs distincts est généralement calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie utile estimative de ces actifs dès leur mise en service. Pour les groupes d'actifs fortement homogènes dont la durée de vie utile est comparable, la méthode de comptabilisation de mise en commun des immobilisations corporelles est appliquée, 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 habituellement pas pris en compte dans le résultat, mais ils sont comptabilisés à titre d'ajustement de l'amortissement cumulé.

MONTANTS REPORTÉS ET AUTRES ACTIFS

Les montants reportés et autres actifs comprennent principalement les coûts dont le recouvrement au moyen de tarifs futurs a été ou sera probablement autorisé par les organismes de réglementation. Ces coûts comprennent les impôts reportés, les créances en vertu de contrats de livraison à long terme et les instruments financiers dérivés.

ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels sont principalement constitués de certains coûts liés aux logiciels, de relations avec la clientèle et de quotas d'émission. Nous capitalisons les coûts engagés au stade du développement des applications des projets logiciels à usage interne. Les relations avec la clientèle représentent les relations qui sous-tendent les ententes à long terme conclues avec les clients et sont capitalisées au moment de l'acquisition. Les quotas d'émission, qui sont comptabilisés au coût initial, sont acquis afin de respecter les obligations de conformité relatives aux gaz à effet de serre. Les actifs incorporels sont en général amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée prévue, à partir du moment où ces actifs sont prêts à être utilisés, à l'exception des quotas d'émission, lesquels ne sont pas amortis puisqu'ils seront utilisés pour répondre aux obligations de conformité à mesure qu'elles deviendront exigibles.

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 le goodwill 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 déterminé que nos unités d'exploitation sont de même niveau que nos secteurs isolables, sauf en ce qui concerne le secteur isolable du transport de gaz et des services intermédiaires liés au gaz naturel, dont les composantes se divisent en deux unités d'exploitation. 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. 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.

DÉPRÉCIATION

Nous examinons la valeur comptable de nos actifs à long terme lorsque des événements ou des changements de circonstances le justifient. S'il est établi que la valeur comptable d'un actif dépasse les flux de trésorerie non actualisés prévus, nous calculons la juste valeur en fonction des flux de trésorerie actualisés et déprécions les actifs d'un montant correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur.

En ce qui a trait aux placements dans des titres de créance et de participation, nous déterminons à la date de clôture si des éléments probants objectifs indiquent qu'un actif financier a subi une dépréciation. Pour ce faire, nous effectuons une analyse quantitative et qualitative des facteurs qui influent sur le placement. Lorsque les éléments probants indiquent une dépréciation, nous évaluons les flux de trésorerie actualisés prévus au moyen de données observables sur le marché et déterminons si la perte de valeur est durable. Le cas échéant, une perte de valeur est comptabilisée dans les résultats, une réduction compensatoire étant imputée à la valeur comptable de l'actif.

En ce qui a trait aux autres actifs financiers, nous les soumettons à un test de dépréciation lorsque le recouvrement en temps opportun n'est plus raisonnablement assuré. Lorsqu'un élément probant indique une dépréciation, nous ramenons la valeur de l'actif financier à sa valeur de réalisation estimative, établie selon la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus.

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 avoisine le coût qu'un tiers facturerait pour exécuter les tâches nécessaires à la mise hors service de ces immobilisations et est comptabilisée à la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus. Les OMHS sont ajoutées à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et amorties sur la durée de vie utile de l'immobilisation. Le passif connexe augmente en raison de l'écoulement du temps, un montant correspondant à l'augmentation étant passé en charges, et ce passif diminue en fonction des frais réellement engagés pour le démantèlement et la remise en état des lieux. Les estimations de nos coûts de mise hors service peuvent varier à la suite de changements apportés aux estimations de coûts et aux exigences réglementaires.

PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées.

Le coût des régimes de retraite à prestations déterminées est établi au moyen de méthodes actuarielles, et les régimes sont capitalisés par les cotisations, lesquelles sont établies selon la méthode de répartition des prestations, qui tient compte des hypothèses les plus probables formulées par la direction quant 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 utilisons les tables de mortalité publiées par la Society of Actuaries aux États-Unis (mises à jour en 2016) et les tables de l'Institut canadien des actuaires (révisées en 2014) pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées découlant de notre régime de retraite offert aux États-Unis (le « régime américain ») et celle découlant de nos régimes de retraite offerts au Canada (les « régimes canadiens »), respectivement. Nous déterminons les taux d'actualisation en fonction des taux des obligations à long terme de qualité supérieure de sociétés dont les échéances correspondent plus ou moins au calendrier des paiements futurs prévus aux termes de chacun de nos régimes. La charge de retraite est passée en résultat et comprend les éléments suivants :

- le coût des prestations de retraite pour services rendus au cours de l'exercice par les salariés;
- le coût financier des obligations au titre des régimes de retraite;
- le rendement prévu de l'actif des régimes;
- l'amortissement du coût des services passés et des modifications des régimes selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée résiduelle moyenne prévue de service du groupe de salariés actifs qui participent aux régimes;
- l'amortissement de l'excédent des gains et pertes actuariels nets cumulatifs non comptabilisés sur 10 % du plus élevé des obligations au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif des régimes, sur la durée résiduelle moyenne prévue de service du groupe de salariés actifs qui participent aux régimes.

Les gains et pertes actuariels découlent de la différence entre le taux de rendement réel et le taux de rendement prévu des actifs du régime pour la période ou des changements apportés aux hypothèses actuarielles utilisées pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées, notamment les taux d'actualisation, les changements du nombre des effectifs ou l'indexation des salaires compte tenu de l'inflation.

Les actifs des régimes de retraite sont évalués à la juste valeur. Le rendement prévu des actifs des régimes est déterminé au moyen de valeurs liées au marché et d'hypothèses concernant la composition des portefeuilles de placement de ces régimes. Les valeurs liées au marché correspondent au rendement estimatif des placements selon les moyennes historiques à long terme pour des actifs similaires.

Les cotisations d'Enbridge aux régimes à cotisations déterminées sont passées en charges lorsqu'elles sont versées.

En plus de rentes de retraite, nous offrons des ACR, y compris un régime collectif d'assurance médicale et d'assurance-vie aux retraités admissibles, à leur conjoint et à leurs personnes à charge admissibles. Le coût de ces avantages est comptabilisé pendant les années de service des salariés.

La situation de surcapitalisation ou de sous-capitalisation de régimes de retraite à prestations déterminées ou d'ACR est comptabilisée aux postes « Montants reportés et autres actifs », « Comptes créditeurs et autres dettes » ou « Autres passifs à long terme » dans les états consolidés de la situation financière. La situation de capitalisation d'un régime correspond à la différence entre la juste valeur des actifs du régime et l'obligation au titre des prestations projetées du régime. Tout gain ou perte actuariel non comptabilisé et tout coût des services passés ou crédit dégagé au cours de la période sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts.

Certaines des entreprises de services publics réglementées d'Enbridge comptabilisent des ajustements au titre de la réglementation afin de rendre compte de l'écart entre la charge de retraite et les coûts liés aux ACR à des fins comptables et ceux aux fins de tarification. Les actifs et les passifs réglementaires compensatoires sont inscrits dans la mesure où il est probable que la charge de retraite ou les coûts liés aux ACR seront recouverts auprès des clients ou remboursés à ceux-ci, respectivement, au moyen des tarifs futurs. En l'absence d'une réglementation tarifaire, les soldes réglementaires ne seraient pas comptabilisés, et les coûts de retraite et des ACR seraient passés en résultat et dans les autres éléments du résultat global selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Les options d'achat d'actions incitatives (« OAAI ») attribuées sont inscrites à la juste valeur. Selon la méthode de la juste valeur, la charge de rémunération est évaluée à la date de l'attribution en fonction de la juste valeur des OAAI attribuées qui est calculée selon la méthode de Black-Scholes-Merton et est comptabilisée selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période d'acquisition des droits ou sur la période devant s'écouler jusqu'à l'admissibilité à la retraite anticipée, selon la plus courte des deux, et un montant correspondant est porté au crédit du surplus d'apport. Ce montant est ensuite viré au capital-actions à l'exercice des options.

Les droits rattachés aux unités d'actions restreintes (« UAR ») sont réglés en trésorerie, ce passif étant réévalué à chaque période. Les droits visant les UAR sont acquis après 35 mois. Pendant le délai d'acquisition, une charge de rémunération est comptabilisée en fonction du nombre d'unités en cours et du cours des actions d'Enbridge, et un montant compensatoire est porté aux postes « Comptes créditeurs et autres dettes » ou « Autres passifs à long terme ».

ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Nous passons en charges ou capitalisons, selon le cas, les dépenses engagées au titre de la conformité à la réglementation en matière environnementale se rapportant à ses activités passées ou actuelles. Nous passons en charges les coûts engagés au titre des mesures de décontamination prises à l'égard des dommages environnementaux causés par des activités passées qui ne touchent pas des périodes futures en prévenant ou en éliminant la contamination ultérieure. Nous comptabilisons des passifs au titre des questions environnementales lorsque des évaluations indiquent que les mesures correctives sont probables et que les coûts peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable. Les estimations relatives aux passifs environnementaux se fondent sur les données disponibles, les technologies existantes et les lois et règlements en vigueur actuellement, et tiennent compte des effets probables de l'inflation et d'autres facteurs. Ces montants tiennent également compte de l'expérience en matière de décontamination des sites, de l'expérience d'autres sociétés en matière de nettoyage et des données publiées par des organismes publics. Nos estimations pourraient être modifiées au cours des périodes futures en fonction des coûts réels ou de nouvelles informations, et elles sont inscrites à leur valeur non actualisée aux postes « Passifs environnementaux » et « Autres passifs à long terme » des états consolidés de la situation financière. La possibilité d'engager des frais supplémentaires liés aux passifs environnementaux existe toujours compte tenu des écarts de l'une ou de l'ensemble des catégories décrites précédemment, notamment en raison de la modification ou de la mise à jour des exigences des organismes de réglementation ou en raison des amendes et des pénalités ainsi que des dépenses associées aux litiges et au règlement des demandes d'indemnisation. Nous évaluons les recouvrements au titre de la couverture d'assurance séparément du passif et, lorsqu'un recouvrement est probable, nous comptabilisons et présentons un actif séparément du passif connexe dans les états consolidés de la situation financière.

Des passifs au titre des autres engagements et éventualités sont comptabilisés lorsque, après avoir analysé entièrement les informations auxquelles nous avons accès, nous déterminons soit qu'un actif s'est probablement déprécié, soit qu'un passif a probablement été engagé, et que le montant de la perte de valeur ou de la perte peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Lorsqu'une fourchette de pertes probables peut être estimée, nous comptabilisons le montant le plus probable; si aucun montant n'est plus probable que les autres, nous comptabilisons le montant minimum de la fourchette des pertes probables. Nous passons en charges les frais juridiques liés aux pertes éventuelles à mesure que ces coûts sont engagés.

3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Écart d'acquisition

Auparavant, nous soumettions l'écart d'acquisition à un test de dépréciation le 1^{er} octobre de chaque exercice. Depuis le trimestre clos le 31 décembre 2017, nous avons changé la date du test de dépréciation de l'écart d'acquisition pour la faire passer du 1^{er} octobre au 1^{er} avril, ce qui concorde mieux avec la préparation et la révision de notre plan d'affaires, qui est utilisé dans le test. Ce changement n'a pas entraîné le retard, l'accélération ou l'annulation d'une perte de valeur.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES

Simplification de l'évaluation de la dépréciation de l'écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté par anticipation l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04 et appliqué cette norme prospectivement. Conformément à cette nouvelle directive, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspondra désormais à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur; ce montant ne devrait pas être supérieur à la valeur comptable de l'écart d'acquisition. Nous avons appliqué cette norme au 31 décembre 2017 pour l'évaluation de la perte de valeur de l'écart d'acquisition relatif à l'unité d'exploitation des services intermédiaires du gaz naturel (note 15).

Clarification de la définition d'une entreprise dans le cadre d'une acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté par anticipation l'ASU 2017-01 selon une méthode prospective. Cette nouvelle norme a pour objet de fournir des directives pour aider les entités à évaluer si les opérations doivent être comptabilisées comme des acquisitions (ou des cessions) d'actifs ou d'entreprises. Cette mise à jour a été appliquée aux acquisitions et aux cessions qui ont eu lieu au cours de l'exercice.

Comptabilisation des transferts d'actifs intraentités

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté par anticipation l'ASU 2016-16 selon une méthode prospective. La nouvelle norme a été publiée en vue d'améliorer la comptabilisation des conséquences fiscales des transferts entre entités d'actifs autres que des stocks. Selon les nouvelles indications, une entité devrait constater les conséquences fiscales d'un transfert entre entités d'un actif autre que des stocks lorsque le transfert a lieu. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Amélioration de la comptabilisation des paiements fondés sur des actions aux employés

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté l'ASU 2016-09 et appliqué certaines modifications selon une méthode rétrospective modifiée, le reste des modifications ayant été appliquées sur une base prospective. La nouvelle norme a été publiée en vue de simplifier et d'améliorer plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements en actions, y compris les conséquences fiscales, le classement des attributions comme capitaux propres ou passifs et le classement aux états des flux de trésorerie. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Simplification de l'analyse des instruments dérivés intégrés pour les titres de créance

Le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté l'ASU 2016-06 selon une méthode prospective. Cette nouvelle directive simplifie l'analyse des dérivés intégrés pour les titres de créance assortis d'options d'achat ou de vente. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

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

L'ASU 2018-02 a été publiée en février 2018 afin de composer avec une conséquence précise de l'entrée en vigueur de la loi TCJA. Cette mise à jour comptable permet le reclassement, hors du cumul des autres éléments du résultat global et vers les résultats non distribués, des incidences fiscales en suspens attribuables à la loi TCJA. Les modifications proposées éliminent les incidences fiscales en suspens découlant du remplacement du taux d'imposition fédéral historique des sociétés aux États-Unis par un nouveau taux d'imposition fédéral des sociétés. La mise à jour comptable sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019, l'application anticipée étant permise et son application devra se faire soit pour la période au cours de laquelle elle est adoptée, soit rétrospectivement pour chaque période au titre de laquelle l'incidence du changement de taux d'imposition fédéral des sociétés de la loi TCJA est comptabilisée. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

Améliorations à la comptabilité de couverture

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

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

L'ASU 2017-09 a été publiée en mai 2017 dans le but de préciser le champ d'application de la comptabilisation de modifications et de déterminer si elle est nécessaire dans le cas d'une modification des modalités d'une attribution de rémunération à base d'actions. Conformément à cette nouvelle directive, la comptabilisation de toutes les modifications des attributions de rémunération à base d'actions est requise, à moins que les conditions suivantes soient respectées : 1) il n'y a aucun changement à la juste valeur d'une attribution, 2) les conditions d'acquisition n'ont pas changé et 3) le classement de l'attribution en tant qu'instrument de capitaux propres ou que titre de créance n'a pas changé. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon prospective. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

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

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

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

L'ASU 2017-07 a été publiée en mars 2017 essentiellement pour améliorer la présentation à l'état des résultats des composantes des charges de retraite périodiques nettes et des charges périodiques nettes au titre des avantages postérieurs à l'emploi pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite (« ACR ») d'une entité. De plus, seul le coût des services du montant net des prestations peut être capitalisé. Cette mise à jour est en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective aux fins de la présentation à l'état des résultats et selon une méthode prospective aux fins de la composante capitalisée. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

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

L'ASU 2017-05 a été publiée en février 2017 afin de préciser le champ d'application des directives sur la décomptabilisation des actifs et de la comptabilisation des ventes partielles d'actifs non financiers. L'ASU précise les dispositions concernant les actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chaque actif distinct et modifie la directive sur la décomptabilisation d'un actif non financier particulier dans le cadre d'opérations de vente partielle. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

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

L'ASU 2016-18 a été publiée en novembre 2016 en vue de clarifier les indications sur le classement et la présentation des variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions à l'état des flux de trésorerie. La mise à jour exige que ces variations soient incluses dans la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions lors du rapprochement des montants d'ouverture et de clôture présentés à l'état des flux de trésorerie. Nous présentons actuellement les variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon rétrospective. Nous modifierons la présentation dans l'état consolidé des flux de trésorerie afin d'inclure la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie et nous reclasserons de façon rétrospective les chiffres de toutes les périodes présentées.

Simplification du classement des flux de trésorerie

L'ASU 2016-15, publiée en août 2016, a pour but de réduire les différentes pratiques de classement de certaines rentrées et sorties de trésorerie à l'état consolidé des flux de trésorerie. La nouvelle directive vise huit questions de présentation particulières. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon rétrospective. Nous avons évalué chacune des huit questions de présentation particulières, et l'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation des pertes de crédit

L'ASU 2016-13, publiée en juin 2016, vise à fournir aux utilisateurs d'états financiers plus d'information utile quant aux pertes de crédit attendues sur les instruments financiers et autres engagements de crédit détenus par une entité comptable chaque date de clôture. Le traitement comptable actuel fait appel à la méthode de comptabilisation des pertes subies qui reporte leur constatation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte survienne. La mise à jour prévoit l'adoption d'un nouveau modèle de perte de valeur, soit celui des pertes de crédit attendues, qui se fonde sur les pertes attendues et non sur les pertes subies. Conformément à cette nouvelle directive, une entité comptabilise une provision correspondant à son estimation des pertes de crédit attendues, qui, selon le Financial Accounting Standards Board, se traduira par la comptabilisation en temps opportun de ces pertes. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés. La mise à jour sera en vigueur le 1^{er} janvier 2018.

Comptabilisation des contrats de location

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016 en vue d'accroître la transparence et la comparabilité entre les organisations. Elle exige que les locataires aux termes de contrats de location-exploitation comptabilisent les actifs et passifs locatifs à l'état de la situation financière et qu'ils révèlent des renseignements clés additionnels au sujet des contrats de location. Par ailleurs, cette mise à jour remplace la définition actuelle de contrat de location et exige qu'une entente soit comptabilisée en tant que contrat de location lorsqu'un client a le droit d'obtenir la presque totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif ainsi que le droit de superviser l'utilisation d'un actif. Nous dressons actuellement un inventaire de nos contrats de location afin de déterminer l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

Comptabilisation et évaluation des actifs et des passifs financiers

La norme ASU 2016-01, publiée en janvier 2016, porte sur certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation et de la présentation des actifs et des passifs financiers ainsi que des informations à fournir à leur égard. Les placements dans des titres de capitaux propres, exclusion faite des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de celles qui sont consolidées, ne sont plus classés dans les titres inscrits ni ceux disponibles à la vente. Tous les placements dans des titres de capitaux propres qui ont une juste valeur pouvant être déterminée facilement sont classés dans les placements à la juste valeur par le biais du résultat net. Les placements dans des titres de capitaux propres dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement sont évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût moins la perte de valeur, le cas échéant, duquel sont ajoutés ou déduits les changements résultant des variations des prix observables lors de transactions normales visant un placement identique ou similaire du même émetteur. Les placements dans des titres de capitaux propres évalués à la juste valeur sont passés en revue à chaque période de présentation de l'information financière à la recherche de signes indiquant une perte de valeur. La juste valeur des instruments financiers établie à des fins de présentation est déterminée selon la valeur de sortie. Cette mise à jour entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon prospective. L'adoption de cette mise à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Produits découlant de contrats conclus avec des clients

L'ASU 2014-09 a été publiée en 2014 dans le but de rehausser considérablement l'uniformité et la comparabilité des pratiques de constatation des produits entre les entités et les secteurs. La nouvelle norme précise un modèle unique en cinq étapes fondé sur certains principes à appliquer pour tous les contrats conclus avec des clients et présente de nouvelles exigences de divulgation accrues. Elle exige aussi le recours à plus d'estimations et de jugements que les normes actuelles en plus des informations supplémentaires à fournir. La nouvelle norme sera en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Elle peut être appliquée selon une méthode entièrement rétrospective, avec retraitement des chiffres des périodes précédentes présentées, ou selon une méthode rétrospective modifiée, dont l'incidence cumulative est comptabilisée à titre d'ajustement des bénéfices non répartis d'ouverture de la période d'adoption. Nous avons décidé d'adopter la nouvelle norme selon une méthode rétrospective modifiée.

Nous avons examiné nos contrats productifs afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur nos pratiques de constatation de produits. Selon notre examen jusqu'à maintenant, l'application de la nouvelle norme aura les effets suivants sur nos états financiers :

- Un changement de la présentation du secteur Distribution de gaz en ce qui a trait aux paiements versés aux clients selon le mécanisme de partage des bénéfices. Actuellement, ces paiements figurent dans les charges à l'état consolidé des résultats. Selon la nouvelle norme, ces paiements seront présentés en réduction des produits.
- L'estimation des contreparties variables nécessaire selon la nouvelle norme dans le cas de certains contrats productifs des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Énergie verte et transport, ainsi que la répartition du prix de transaction de certains contrats à revenus tirés du secteur Oléoducs pourraient entraîner des changements de la méthode ou du calendrier de comptabilisation des produits tirés de ces contrats.
- La contrepartie hors trésorerie reçue sous la forme d'un pourcentage des produits dérivés du traitement du gaz naturel du secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Cette contrepartie était auparavant comptabilisée dans les produits lorsque la marchandise était vendue à un tiers. Selon la nouvelle norme, la contrepartie hors trésorerie sera comptabilisée dans les produits lorsque les services de traitement sont effectués. La marchandise continuera d'être comptabilisée dans les produits lorsqu'elle sera par la suite vendue à un tiers. Ce changement donnera lieu à une hausse des coûts et des produits en raison de la comptabilisation de cette contrepartie hors trésorerie.
- Les produits tirés de la prestation de services de traitement de gaz naturel dans le cadre de certains contrats du secteur Transport de gaz et services intermédiaires aux termes desquels Enbridge achète du gaz naturel à la tête de puits, le traite et le vend, étaient auparavant présentés dans les produits. Selon la nouvelle norme, les frais de traitement appliqués aux achats de gaz naturel d'Enbridge sont présentés en déduction des coûts des marchandises au moment du transfert du contrôle du gaz naturel à la tête de puits.

- Les produits tirés de certains contrats du secteur Transport de gaz et services intermédiaires aux termes desquels Enbridge traite et vend le gaz naturel de clients et conserve un pourcentage du gaz naturel traité ou des liquides de gaz naturel (« LGN ») en paiement des services de traitement rendus (souvent désignés comme étant des contrats fondés sur un pourcentage du produit de la vente ou un pourcentage des liquides) qui était auparavant présenté. Enbridge comptabilisait la totalité de la valeur du gaz naturel et des produits vendus dans les produits, le coût du gaz naturel acheté étant inscrit dans les coûts des marchandises. Selon la nouvelle norme, seule la quote-part d'Enbridge des produits conservés et vendus est présentée dans les produits et aucun montant n'est inclus dans les coûts des marchandises.
- Certains paiements reçus de clients pour compenser le coût de construction d'actifs requis pour la prestation de services à ces clients (désignés comme des apports au titre de l'aide à la construction) étaient auparavant comptabilisés en réduction des immobilisations corporelles, peu importe si les montants étaient imposés par la réglementation ou négociés. Selon la nouvelle norme, les apports négociés sont réputés être des paiements anticipés de services et doivent être comptabilisés à titre de produits lorsque ces services futurs sont fournis. Les apports négociés seront comptabilisés dans les produits reportés sur la durée du contrat productif correspondant.

Au moment de l'application initiale, nous comptabiliserons l'effet cumulatif important de la nouvelle norme en tant qu'augmentation d'environ 120 M\$ du solde d'ouverture du déficit non réparti, en tant qu'augmentation de 130 M\$ des immobilisations corporelles et en tant qu'augmentation de 120 M\$ des produits reportés, sous réserve de l'établissement du montant définitif, au 1^{er} janvier 2018. L'adoption de la nouvelle norme entraînera aussi des changements dans le classement entre les postes « Produits » et « Coûts des marchandises », comme il en est fait mention ci-dessus.

Nous avons de plus élaboré et mis à l'essai des processus permettant de générer l'information exigée par la nouvelle norme à compter du premier trimestre de 2018.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Les informations sectorielles des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 s'établissent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
Produits	8 913	7 067	4 992	534	23 282	(410)	44 378
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(18)	(2 834)	(2 689)	–	(23 508)	412	(28 637)
Exploitation et administration	(2 949)	(1 756)	(960)	(163)	(47)	(567)	(6 442)
Pertes de valeur d'actifs à long terme	–	(4 463)	–	–	–	–	(4 463)
Pertes de valeur de l'écart d'acquisition	–	(102)	–	–	–	–	(102)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	416	653	23	6	8	(4)	1 102
Autres produits (charges)	33	166	24	(5)	2	232	452
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	6 395	(1 269)	1 390	372	(263)	(337)	6 288
Amortissement							(3 163)
Charge d'intérêts							(2 556)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices							2 697
Bénéfice							3 266
Dépenses en immobilisations ¹	2 799	4 016	1 177	321	1	108	8 422
Total de l'actif	63 881	60 745	25 956	6 289	2 514	2 708	162 093

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
Produits	8 176	2 877	2 976	502	20 364	(335)	34 560
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(12)	(2 206)	(1 653)	5	(20 473)	334	(24 005)
Exploitation et administration	(2 908)	(446)	(553)	(173)	(63)	(215)	(4 358)
Pertes de valeur d'actifs à long terme	(1 365)	(11)	–	–	–	–	(1 376)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	194	223	12	2	(3)	–	428
Autres produits (charges)	841	27	49	8	(8)	115	1 032
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	4 926	464	831	344	(183)	(101)	6 281
Amortissement							(2 240)
Charge d'intérêts							(1 590)
Impôts sur les bénéfices							(142)
Bénéfice							2 309
Dépenses en immobilisations ¹	3 957	176	713	251	–	32	5 129
Total de l'actif	52 007	11 182	10 132	5 571	1 951	4 366	85 209

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars canadiens)	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
Produits	5 589	3 803	3 609	498	20 842	(547)	33 794
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(9)	(3 002)	(2 349)	4	(20 443)	558	(25 241)
Exploitation et administration	(2 748)	(506)	(536)	(143)	(66)	(132)	(4 131)
Pertes de valeur d'actifs à long terme	(80)	(16)	–	–	–	–	(96)
Perte de valeur de l'écart d'acquisition	–	(440)	–	–	–	–	(440)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	296	200	(10)	2	(9)	(4)	475
Autres produits (charges)	(15)	4	49	2	–	(742)	(702)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	3 033	43	763	363	324	(867)	3 659
Amortissement							(2 024)
Charge d'intérêts							(1 624)
Impôts sur les bénéfices							(170)
Perte							(159)
Dépenses en immobilisations ¹	5 884	385	858	68	–	80	7 275

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

La base d'évaluation servant à la préparation des informations sectorielles est conforme aux principales conventions comptables (note 2).

Notre principal client non affilié représentait environ 11,8 %, 18,0 % et 21,8 % des produits attribuables à des tiers pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, respectivement. Un deuxième client représentait environ 10,4 % de nos produits attribuables à des tiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Un troisième client représentait quant à lui quelque 10,8 % de nos produits attribuables à des tiers pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Les produits attribuables à ces trois clients relevaient principalement du secteur Services énergétiques.

AJUSTEMENT HORS PÉRIODE

Un ajustement hors période de 71 M\$ a fait augmenter le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. L'ajustement avait trait à une surévaluation de la charge fiscale reportée en 2013 et en 2014.

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE

Produits¹

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Canada	18 076	12 470	11 087
États-Unis	26 302	22 090	22 707
	44 378	34 560	33 794

¹ Les produits sont fondés sur le pays d'origine du produit vendu ou du service rendu.

Immobilisations corporelles¹

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Canada	46 025	32 008
États-Unis	44 686	32 276
	90 711	64 284

¹ Les montants sont fondés sur l'endroit où les actifs sont détenus.

5. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

RÉSULTAT DE BASE

Le résultat par action ordinaire correspond au résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été réduit de 13 millions d'actions aux 31 décembre 2017 et 2016 (12 millions d'actions au 31 décembre 2015), soit notre participation moyenne pondérée dans notre propre capital-actions ordinaire, réduction découlant de notre participation croisée dans Noverco.

RÉSULTAT DILUÉ

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

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

31 décembre	2017	2016	2015
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>			
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	1 525	911	847
Effet dilutif des options	7	7	–
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	1 532	918	847

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, 14 271 615, 10 803 672 et 36 005 043 options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 56,71 \$, 52,92 \$ et 40,26 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

6. QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

INFORMATIONS GÉNÉRALES SUR LA RÉGLEMENTATION TARIFAIRE ET SON INCIDENCE ÉCONOMIQUE

Nous comptabilisons des actifs et des passifs découlant du processus de réglementation tarifaire qui ne seraient pas comptabilisés selon les PCGR applicables aux entités non réglementées. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 2.

Plusieurs de nos entreprises sont assujetties à la réglementation de l'Office. Nous recouvrons et conservons des fonds pour couvrir les coûts futurs liés à l'abandon de tous les pipelines assujettis à la réglementation de l'Office aux termes des dispositions réglementaires de l'ICQF (*note 13*). Les sommes que nous nous attendons à payer au titre des coûts futurs liés à l'abandon sont comptabilisées dans les passifs réglementaires à long terme. Nos principales entreprises réglementées et les autres incidences de la réglementation sur le traitement comptable sont décrites ci-après.

Oléoducs

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada, assujetti à la réglementation de l'Office, comprend le tronçon canadien du réseau principal. Les droits du réseau principal au Canada (exclusion faite des canalisations 8 et 9) sont actuellement régis par une ETC d'une durée de dix ans, qui fixe les droits locaux canadiens pour tous les volumes expédiés au moyen du réseau principal au Canada ainsi qu'un tarif international conjoint s'appliquant aux volumes prenant origine à des points de réception dans l'Ouest canadien et aboutissant à des points du réseau de Lakehead et du réseau principal au Canada en aval du réseau de Lakehead. L'ETC a été conclue avec les expéditeurs conformément aux directives de l'Office, a été approuvée par ce dernier en juin 2011 et est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011. Conformément à l'ETC, un actif réglementaire a été comptabilisé pour compenser les impôts reportés, le recouvrement ultérieur étant permis en vertu d'une ordonnance de l'Office qui régit le traitement fiscal correspondant. Aucun autre actif ou passif réglementaire important n'a été constaté aux termes de l'ETC.

Pipeline Southern Lights

Le tronçon américain du pipeline Southern Lights est réglementé par la FERC, tandis que le tronçon canadien du pipeline Southern Lights l'est par l'Office. Les expéditeurs qui utilisent le pipeline Southern Lights sont liés par des contrats de transport à long terme, aux termes desquels les droits sont calculés en fonction du coût du service. Des ajustements des droits sont demandés une fois l'an aux organismes de réglementation. Les tarifs autorisés permettent de recouvrer les charges d'exploitation et les coûts de financement par emprunt admissibles ainsi que d'obtenir un rendement des capitaux propres (« RCP ») après impôts établi à 10 %. Les droits du pipeline Southern Lights sont fondés sur une structure du capital réputé dont la composante passif correspondrait à 70 % et la composante capitaux propres, à 30 %.

Transport de gaz et services intermédiaires British Columbia Pipeline et British Columbia Field Services

Aux termes de l'actuelle structure des tarifs autorisée par l'Office, la charge d'impôt est recouvrée à même les tarifs en fonction de l'impôt exigible à payer et ne tient pas compte de la charge d'impôt différé. Cependant, lorsqu'un impôt deviendra exigible à la suite de la résorption des différences temporaires qui avaient donné lieu à l'impôt différé, les tarifs des services de transport et des services régionaux seront vraisemblablement ajustés pour recouvrer cet impôt. Comme la plupart de ces différences temporaires ont trait aux coûts des immobilisations corporelles, ce recouvrement devrait se faire sur la durée d'utilité de ces actifs.

Spectra Energy Partners, LP

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Spectra Energy Partners, LP (« SEP ») sont réglementés par la FERC. Les tarifs actuels sont déterminés en fonction du tarif approuvé par la FERC pour le gaz naturel, tandis que les services de collecte basés sur des droits sont régis par les commissions d'État du pétrole et du gaz pertinentes.

Pour de plus amples renseignements sur les actifs réglementaires acquis dans le cadre de l'opération de fusion touchant Union Gas, British Columbia (BC) Pipeline, BC Field Services et SEP, se reporter à la *note 7 - Acquisitions et cessions*.

Distribution de gaz Enbridge Gas Distribution Inc.

Les activités de distribution de gaz d'EGD sont réglementées par la CEO. Les tarifs pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 ont été fixés conformément aux paramètres établis en vertu du régime de réglementation incitative (« régime de RI ») adapté. Le régime de RI adapté, qui tient compte des dépenses en immobilisations requises et comprend un mécanisme de réglementation incitative donnant la possibilité de gagner des produits supérieurs au RCP permis, a été approuvé par la CEO en 2014, dans sa version modifiée. Le régime de RI adapté approuvé vise à établir les tarifs de 2014 à 2018.

Dans le cadre du régime de RI adapté, la CEO a approuvé l'adoption d'une nouvelle approche pour déterminer les pourcentages de récupération nets, qui seront désormais inclus dans les taux d'amortissement approuvés d'EGD. Selon la nouvelle approche, les pourcentages de récupération nets d'EGD sont moins élevés que selon l'approche classique employée précédemment; par conséquent, les taux d'amortissement sont moins élevés, de même que les provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux. Le régime de RI adapté prévoit également un mécanisme de partage du bénéfice aux termes duquel tout rendement supérieur au taux de RCP permis par le régime pour un exercice donné sera partagé en parts égales avec les clients. Dans le cadre de la démarche relative aux tarifs se rapportant aux exercices 2015 à 2018, le régime de RI adapté stipule que certains produits autorisés et les tarifs correspondants seront mis à jour annuellement.

Le taux de rendement des capitaux propres attribuable aux actions ordinaires d'EGD après impôts, qui est incorporé dans les tarifs, est de 8,8 % et de 9,2 % respectivement pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, et il a été établi en fonction de ratios des capitaux propres attribuables aux actions ordinaires réputés de 36 % pour les deux exercices, aux fins de la réglementation.

Union Gas Limited

Union Gas est réglementée par la CEO. Depuis le 1^{er} janvier 2014, les tarifs de distribution de Union Gas sont établis selon un cadre réglementaire à tarif d'encouragement de cinq ans. Le cadre réglementaire à tarif d'encouragement fixe les nouveaux tarifs au début de chaque exercice à l'aide d'une formule d'établissement des tarifs, plutôt que par l'examen des prévisions relatives aux produits et aux coûts.

Le cadre réglementaire à tarif d'encouragement comprend un mécanisme de partage des bénéfices qui permet à Union Gas de conserver la totalité du rendement des capitaux propres tirés des activités de services d'utilité publique jusqu'à concurrence de 9,93 %, un partage égal de 50 % des bénéfices avec les clients entre 9,93 % et 10,93 %, et un partage à 90 % avec les clients de tout bénéfice au-delà de 10,93 %. Le rendement des capitaux propres attribuable aux actions ordinaires après impôts de Union Gas est fixé à 8,93 % pour les cinq années du cadre réglementaire.

Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc.

Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc. est réglementée par la CÉSP. Les tarifs sont actuellement fixés par la loi pour 2018 et 2019. À compter de 2020, tous les tarifs seront établis en fonction de la méthode du coût du service.

INCIDENCE SUR LES ÉTATS FINANCIERS

La comptabilité des activités à tarifs réglementés a donné lieu à la comptabilisation des principaux actifs et passifs réglementaires indiqués ci-après.

31 décembre	Fin de la période de recouvrement/ de remboursement	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Actifs (passifs) réglementaires			
Oléoducs			
Impôts reportés	Dates diverses	1 492	1 270
Reports de droits	2018	(34)	(37)
Impôts sur les bénéfices pouvant être recouverts	Jusqu'à 2030	46	51
Coûts futurs liés à l'abandon des pipelines ¹	Dates diverses	(141)	(88)
Transport de gaz et services intermédiaires			
Impôts reportés	Dates diverses	717	–
Passif réglementaire lié à l'impôt ²	Dates diverses	(1 078)	–
Autres	Dates diverses	(16)	–
Distribution de gaz			
Impôts reportés	Dates diverses	1 000	385
Écart du coût du gaz acheté ³		51	5
Régimes de retraite et ACR ⁴	Dates diverses	102	116
Ajustement du pourcentage de récupération net en dollars constants	2018	38	38
Provisions pour frais futurs d'enlèvement et de restauration des lieux	Dates diverses	(1 066)	(606)
Ajustement au titre de la restauration des lieux	Dates diverses	(31)	(109)
Autres	Dates diverses	31	(4)

1 Les fonds recouverts sont inclus dans le poste Placements à long terme soumis à restrictions (note 13).

2 Se rapporte à l'établissement d'un passif réglementaire découlant de l'adoption de la loi sur la réforme fiscale américaine le 22 décembre 2017.

3 L'écart du coût du gaz acheté correspond à l'écart entre le coût réel et le coût approuvé du gaz naturel pris en compte dans les tarifs. La CEO a autorisé EGD et Union Gas à rembourser cet écart aux clients ou à le recouvrer auprès d'eux sur 12 mois au moyen du mécanisme d'ajustement trimestriel des tarifs.

4 Les soldes sont exclus de la base de tarification et ne génèrent pas de RCP.

AUTRES ÉLÉMENTS TOUCHÉS PAR LA RÉGLEMENTATION TARIFAIRE

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction et autres coûts capitalisés

La méthode de comptabilisation de mise en commun prescrite par certains organismes de réglementation ne permet pas de déterminer la valeur comptable de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction ni ses effets sur l'amortissement. De même, il n'est pas possible de déterminer ou de quantifier les gains et les pertes attribuables à la mise hors service de certaines immobilisations corporelles d'un exercice.

Capitalisation des charges d'exploitation

Certaines sociétés capitalisent, comme les y autorisent les organismes de réglementation, un pourcentage de certaines charges d'exploitation précisées. Ces sociétés ont le droit d'amortir les charges ainsi capitalisées et de tirer un rendement de leur valeur comptable nette dans des exercices ultérieurs. En l'absence de réglementation tarifaire, une partie de ces charges d'exploitation serait passée en résultat dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées.

EGD a conclu un contrat de service lié à des initiatives en matière de gestion des actifs. La plupart des coûts, composés essentiellement d'honoraires de consultation, sont capitalisés dans la valeur des conduites principales de gaz, conformément à l'approbation réglementaire. Aux 31 décembre 2017 et 2016, la valeur comptable nette de ces coûts inclus à l'égard des conduites principales de gaz au sein des immobilisations corporelles s'établissait respectivement à 118 M\$ et à 125 M\$. Si la comptabilité relative aux activités à tarifs réglementés n'était pas appliquée, certains de ces coûts seraient imputés aux résultats de l'exercice dans lequel ils sont engagés.

7. ACQUISITIONS ET CESSIONS

ACQUISITIONS

Spectra Energy Corp

Le 27 février 2017, Enbridge et Spectra Energy se sont regroupées dans une opération de fusion à contrepartie en actions pour un prix d'achat de 37,5 G\$. Aux termes des conditions de l'opération de fusion, les actionnaires de Spectra Energy ont reçu 0,984 action d'Enbridge par action ordinaire de Spectra Energy, nous conférant la propriété entière de Spectra Energy.

La contrepartie offerte pour la réalisation de l'opération de fusion consistait en 691 millions d'actions ordinaires d'Enbridge à 41,34 \$ US l'action en fonction du cours de clôture le 24 février 2017 à la Bourse de New York, pour une valeur totale de 37 429 M\$ d'actions ordinaires émises aux actionnaires de Spectra Energy, plus environ 3 M\$ au comptant en remplacement des fractions d'actions et 3,5 millions d'options d'achat d'actions ayant une juste valeur de 77 M\$, qui ont été échangées contre les attributions de rémunération à base d'actions en circulation de Spectra Energy.

Spectra Energy, par l'entremise de ses filiales et de ses participations, détient et exploite un portefeuille vaste et diversifié d'actifs énergétiques complémentaires liés au gaz naturel; elle est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures de gaz naturel en Amérique du Nord. Spectra Energy détient et exploite également un réseau pipelinier de pétrole brut qui relie les producteurs canadiens et américains aux raffineries des régions des montagnes Rocheuses et du Midwest aux États-Unis. La société issue du regroupement réunit deux plateformes très complémentaires qui, ensemble, formeront la plus importante société d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord; elle rehaussera sensiblement les options des clients et nous permettra ainsi de tirer parti des occasions de croissance à long terme et de consolider notre situation financière.

L'opération de fusion a été comptabilisée comme regroupement d'entreprises suivant la méthode de l'acquisition prescrite par l'Accounting Standards Codification (« ASC ») 805 sur les regroupements d'entreprises. Les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge sont comptabilisés à leurs justes valeurs estimatives à la date de l'acquisition.

La répartition du prix d'achat a été achevée en date du 31 décembre 2017, de concert avec la répartition de l'écart d'acquisition entre les unités d'exploitation (*note 15*). Nos unités d'exploitation correspondent à nos secteurs isolables, sauf en ce qui concerne le secteur Transport de gaz et services intermédiaires, qui est composé de deux unités d'exploitation, soit transport de gaz et services intermédiaires liés au gaz naturel.

Le tableau suivant résume les justes valeurs estimatives qui ont été attribuées aux actifs nets de Spectra Energy :

27 février	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actif à court terme a)	2 432
Immobilisations corporelles, montant net b)	33 555
Placements à long terme soumis à restrictions	144
Placements à long terme c)	5 000
Montants reportés et autres actifs d)	2 390
Actifs incorporels, montant net e)	1 288
Passif à court terme a)	(3 982)
Dette à long terme d)	(21 444)
Autres passifs à long terme	(1 983)
Impôts reportés b)	(7 670)
Participations ne donnant pas le contrôle f)	(8 877)
	853
Écart d'acquisition g)	36 656
	37 509
Prix d'achat :	
Actions ordinaires	37 429
Trésorerie	3
Juste valeur des attributions de rémunération à base d'actions en circulation gagnées comptabilisée dans le surplus d'apport	77
	37 509

- a) Les comptes débiteurs sont composés principalement des créances clients et du solde du déséquilibre concernant le gaz naturel. Ainsi, la juste valeur des comptes débiteurs correspond environ à la valeur comptable nette de 1 174 M\$. Le montant brut dû de 1 190 M\$, dont une tranche de 16 M\$ ne devrait pas être recouvrée, est comprise dans l'actif à court terme.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, nous avons identifié certaines transactions qui n'avaient pas été prises en compte dans la répartition du prix d'achat. En conséquence, des montants de 67 M\$ et de 548 M\$ ont respectivement été ajoutés à l'actif à court terme et au passif à court terme, et la dette à long terme a été réduite de 481 M\$.

- b) Nous avons appliqué les méthodologies d'évaluation décrites dans l'ASC 820 sur l'évaluation de la juste valeur et les informations à fournir, pour évaluer les immobilisations corporelles achetées. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs réglementés de Spectra Energy a été établie du point de vue d'un participant au marché, à savoir selon leur valeur comptable. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs non réglementés a été déterminée principalement à l'aide de variantes de l'approche bénéfiques, qui est fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs après impôts attribuables à chaque actif à tarifs non réglementés. Certaines des hypothèses les plus importantes inhérentes à la détermination des valeurs, du point de vue d'un participant au marché, sont notamment le montant et le moment des flux de trésorerie futurs prévisionnels (y compris les produits et la rentabilité), le taux d'escompte choisi pour évaluer les risques inhérents aux flux de trésorerie futurs, l'évaluation du cycle de vie de l'actif, les tendances concurrentielles touchant l'actif et le roulement de la clientèle.

Au cours du troisième trimestre de 2017, les conventions d'emprise de Spectra Energy ont été reclassées, passant d'actifs incorporels à immobilisations corporelles, afin d'en rendre la présentation conforme à la convention comptable de la société sur les emprises. La répartition du prix d'achat mentionnée plus haut tient compte de ce reclassement, d'un montant de 830 M\$ au 27 février 2017. Ce reclassement n'a entraîné aucun changement à la période d'amortissement des conventions d'emprise.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, nous avons achevé l'évaluation de la juste valeur de BC Pipeline & Field Services, laquelle s'est soldée par une réduction des immobilisations corporelles de 1 955 M\$ et des passifs d'impôts reportés de 661 M\$ au 27 février 2017.

- c) Les investissements à long terme représentent la participation de 50 % de Spectra Energy dans DCP Midstream, Gulfstream Natural Gas System, L.L.C., Nexus Gas Transmission, LLC (« Nexus »), Steckman Ridge LP, Islander East Pipeline Company, L.L.C. et Southeast Supply Header L.L.C., et de 20 % dans PennEast Pipeline Company, LLC (« PennEast »). La juste valeur de ces investissements a été déterminée au moyen de l'approche bénéfiques.
- d) La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en fonction des taux d'intérêt sous-jacents actuels offerts par le gouvernement du Canada et par le Trésor américain sur les obligations correspondantes de même qu'en fonction d'un écart de crédit implicite fondé sur les conditions actuelles du marché, ce qui a donné lieu à une hausse de 1,5 G\$ de la valeur comptable de la dette. L'ajustement de la juste valeur de la dette à long terme liée aux entités à tarifs réglementés d'un montant de 629 M\$ entraîne également une compensation réglementaire au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, les montants reportés et autres actifs ont diminué de 530 M\$ au 27 février 2017 en raison de l'achèvement de l'évaluation de la juste valeur de BC Pipeline & Field Services, tel qu'il est indiqué en b) ci-dessus.

Également au cours du quatrième trimestre de 2017, nous avons identifié certaines transactions qui n'avaient pas été prises en compte dans la répartition du prix d'achat. En conséquence, la dette à long terme a été réduite de 481 M\$, comme il a été mentionné en a) ci-dessus.

- e) Les actifs incorporels sont principalement les relations avec la clientèle dans les activités non réglementées, représentant la relation sous-jacente née des ententes à long terme avec les clients capitalisées au moment de l'acquisition, qui sont déterminées au moyen de l'approche bénéfiques. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée prévue.

Au cours du troisième trimestre de 2017, les actifs incorporels avaient diminué de 830 M\$ au 27 février 2017 en raison du reclassement des immobilisations corporelles, tel qu'il est indiqué en b) ci-dessus.

Le tableau ci-après présente la juste valeur des actifs incorporels acquis dans le cadre de l'opération de fusion, par grandes catégories d'actifs.

27 février 2017	Taux d'amortissement moyen pondéré	Juste valeur
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Relations avec la clientèle ¹	3,7 %	739
Contrat de projet ²	4,0 %	105
Logiciels	11,1 %	329
Autres	4,2 %	115
		1 288

¹ Représentent les relations avec la clientèle dans les activités non réglementées qui ont été capitalisées au moment de leur acquisition.

² Représente un contrat de projet intervenu entre SEP, NextEra Energy, Inc., Duke Energy Corporation (« Duke Energy ») et Williams Partners L.P. Aux termes de ce contrat, des paiements proportionnels à notre participation dans Sabal Trail Transmission, LLC (« Sabal Trail ») seront effectués, à mesure que certains jalons du projet seront atteints. L'amortissement de cet actif incorporel a commencé le 3 juillet 2017, lors de la mise en service de Sabal Trail (note 12).

- f) La juste valeur des participations ne donnant pas le contrôle de Spectra Energy englobe approximativement 78,4 millions de parts ordinaires de SEP en circulation évaluées au cours de clôture le 24 février 2017 de 44,88 \$ US la part ordinaire à la Bourse de New York, les parts détenues par des tiers dans Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C., Sabal Trail et Algonquin Gas Transmission, L.L.C., évaluées en fonction des actifs nets sous-jacents de chaque unité d'exploitation ainsi que les actions privilégiées détenues par des tiers dans Union Gas et Westcoast Energy Inc.

Au cours du troisième trimestre de 2017, nous avons achevé notre évaluation de la juste valeur du projet Sabal Trail, ce qui a entraîné une augmentation des participations ne donnant pas le contrôle de 85 M\$ au 27 février 2017.

- g) Nous avons comptabilisé un écart d'acquisition de 36,7 G\$, écart d'acquisition qui est principalement lié aux synergies que l'on prévoit réaliser grâce à l'opération de fusion. Le solde de l'écart d'acquisition comptabilisé n'est pas déductible d'impôt. Ont notamment contribué à l'écart d'acquisition la possibilité d'accroître notre secteur des gazoducs, le potentiel de synergies d'optimisation des coûts et de la chaîne d'approvisionnement, la combinaison actuelle d'actifs et de main-d'œuvre qui ne peut pas être reproduite au même coût par un nouvel arrivant, les droits de franchise et les autres éléments incorporels impossibles à distinguer parce qu'ils sont inextricablement liés à la prestation d'un service public réglementé ainsi que l'échelle et la diversité géographique rehaussées qui procurent davantage de possibilités et de plateformes de croissance future.

Au cours du troisième trimestre de 2017, l'écart d'acquisition a augmenté de 85 M\$ au 27 février 2017 en raison de l'achèvement de l'évaluation de la juste valeur de Sabal Trail, tel qu'il est indiqué en f) ci-dessus.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, l'écart d'acquisition a augmenté de 1 824 M\$ au 27 février 2017 en raison de l'achèvement de l'évaluation de la juste valeur de BC Pipelines & Field Services, tel qu'il est indiqué en b) ci-dessus.

Les dépenses liées à l'acquisition s'établissent jusqu'à maintenant à approximativement 231 M\$. Les coûts engagés pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 aux montants respectifs de 180 M\$ et de 51 M\$ sont inscrits au poste Exploitation et administration des charges aux états consolidés des résultats.

À la réalisation de l'opération de fusion, nous avons commencé à consolider Spectra Energy. De la date de clôture, le 27 février 2017, au 31 décembre 2017, Spectra Energy a généré des produits d'environ 5 740 M\$ et des bénéfices d'environ 2 574 M\$.

Notre information financière consolidée pro forma complémentaire relative aux exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, y compris les résultats d'exploitation de Spectra Energy comme si l'opération de fusion avait été réalisée le 1^{er} janvier 2016, est présentée ci-après :

Exercices clos le 31 décembre	2017	2016
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Produits	45 669	40 934
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	2 902	2 820

¹ Les coûts de l'opération de fusion d'un montant de 180 M\$ (131 M\$ après impôts) ont été exclus du bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Tupper Main et Tupper West

Le 1^{er} avril 2016, nous avons acquis les usines à gaz Tupper Main et Tupper West et les pipelines connexes (les « usines Tupper ») situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour une contrepartie en trésorerie de 539 M\$. Le prix d'achat des usines Tupper correspondait à la juste valeur des actifs nets identifiables acquis, de sorte que nous n'avons pas comptabilisé d'écart d'acquisition dans le cadre de l'acquisition. Les coûts de transaction que nous avons engagés totalisaient approximativement 1 M\$ et sont constatés au poste « Exploitation et administration » aux charges des états consolidés des résultats. Les usines Tupper sont comprises dans le secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

De la date de clôture jusqu'au 31 décembre 2016, les usines Tupper ont généré des produits d'environ 33 M\$ et un bénéfice avant intérêts et impôts de 22 M\$. Si la clôture de l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, l'état consolidé des résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2016 aurait indiqué des produits de 44 M\$ et un bénéfice avant intérêts et impôts de 28 M\$.

La répartition définitive du prix d'achat s'établit comme suit :

1 ^{er} avril	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Immobilisations corporelles	288
Actifs incorporels	251
	<hr/> 539
Prix d'achat :	
Trésorerie	539

AUTRES ACQUISITIONS

Projet éolien Chapman Ranch

Le 9 septembre 2016, nous avons acquis une participation de 100 % dans le projet éolien Chapman Ranch (« Chapman Ranch ») de 249 mégawatts (« MW ») situé au Texas pour une contrepartie en trésorerie de 65 M\$ (50 M\$ US), dont 62 M\$ (48 M\$ US) ont été affectés aux immobilisations corporelles et le solde, aux actifs incorporels. Le 2 novembre 2016, nous avons investi une somme additionnelle de 40 M\$ (30 M\$ US) dans Chapman Ranch, dont une tranche de 23 M\$ (17 M\$ US) se rapportait aux immobilisations corporelles et le reste, aux actifs incorporels. Il n'y aurait eu aucun effet sur nos résultats si l'opération avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, car le projet était en construction et n'avait pas encore engendré de produits. Chapman Ranch fait partie de notre secteur Énergie verte et transport.

Projet éolien New Creek

En novembre 2015, nous avons acquis une participation de 100 % dans le projet éolien New Creek de 103 MW (« New Creek ») pour une contrepartie en trésorerie de 48 M\$ (36 M\$ US), dont une tranche de 35 M\$ (26 M\$ US) du prix d'achat a été affectée aux immobilisations corporelles et le solde, aux actifs incorporels. New Creek fait partie du secteur Énergie verte et transport et son exploitation a commencé en décembre 2016.

Activités intermédiaires

Le 27 février 2015, Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») a acquis les activités intermédiaires de New Gulf Resources, LLC situées au Texas, pour une contrepartie de 106 M\$ (85 M\$ US) en trésorerie et un paiement futur conditionnel pouvant atteindre 21 M\$ (17 M\$ US), par l'intermédiaire de sa filiale en propriété partielle, Midcoast Energy Partners, L.P. (« MEP »). L'acquisition vise un réseau de collecte de gaz naturel actuellement en exploitation et est présentée dans le secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Une tranche de 69 M\$ (55 M\$ US) du prix d'achat a été attribuée aux immobilisations corporelles, le solde ayant été attribué aux actifs incorporels. En 2016, nous avons déterminé qu'il était peu probable que de nouveaux paiements conditionnels soient effectués.

ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Secteur intermédiaire aux États-Unis

Nous avons annoncé en novembre 2017 notre intention de vendre ou de monétiser en 2018 certains actifs non essentiels qui ne s'inscrivent pas dans notre stratégie à long terme. Par conséquent, nous avons amorcé la vente de certains actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis appartenant au secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Au 31 décembre 2017, nous avons classé ces actifs comme détenus en vue de la vente et les avons évalués au montant le plus bas entre la valeur comptable et la juste valeur diminuée du coût de la vente, ce qui s'est traduit par une perte de 4,4 G\$ (2,8 G\$ après impôts) et une perte de valeur de 102 M\$ de l'écart d'acquisition connexe. La juste valeur diminuée du coût de la vente a été évaluée au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie et a subi l'incidence défavorable du recul prolongé du prix des marchandises et de la baisse du rendement des activités. Cette perte a été comptabilisée dans les postes « Pertes de valeur d'actifs à long terme » et « Perte de valeur de l'écart d'acquisition » aux états consolidés des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

St. Lawrence Gas Company, Inc.

En août 2017, nous avons conclu une entente en vue de vendre les actions émises et en circulation de St. Lawrence Gas Company, Inc. (« St. Lawrence Gas ») pour un produit au comptant d'environ 88 M\$ (70 M\$ US). Sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation et de certaines conditions préalables à la conclusion de l'entente, l'opération devrait être complétée au cours de l'exercice 2018. Au 31 décembre 2017, St. Lawrence Gas, qui fait partie de notre secteur Distribution de gaz, a été classée comme étant un actif détenu en vue de la vente aux états consolidés de la situation financière.

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

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes débiteurs et autres créances (actifs à court terme détenus en vue de la vente)	424	–
Montants reportés et autres actifs (actifs à long terme détenus en vue de la vente)	1 190	278
Comptes créditeurs et autres dettes (passifs à court terme détenus en vue de la vente)	(315)	–
Actifs détenus en vue de la vente, montant net	1 299	278

CESSIONS

Pipeline Olympic

Le 31 juillet 2017, nous avons procédé à la vente de notre participation dans le pipeline Olympic pour un produit au comptant d'environ 203 M\$ (160 M\$ US). Un gain à la cession de 27 M\$ (21 M\$ US) avant impôts est inclus dans le poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats. Cette participation faisait partie de notre secteur Oléoducs.

Projet Sandpiper

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, nous avons vendu des conduites inutilisées liées au projet Sandpiper pour un produit au comptant d'environ 148 M\$ (111 M\$ US). Un gain sur la cession de 83 M\$ (63 M\$ US) avant impôts a été comptabilisé au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats. Ces actifs faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

Pipeline Ozark

En 2016, nous avons classé le pipeline Ozark dans les actifs détenus en vue de la vente. Le 1^{er} mars 2017, nous avons conclu une entente en vue de vendre les actifs du pipeline Ozark à une filiale de MPLX LP pour un produit au comptant d'environ 294 M\$ (220 M\$ US), y compris le remboursement des coûts. Un gain sur la cession de 14 M\$ (10 M\$ US) a été comptabilisé au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats. Ces actifs faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

Région du sud des Prairies

Le 1^{er} décembre 2016, nous avons conclu la vente des actifs de la région du sud des Prairies à une partie non liée pour un produit au comptant d'environ 1,1 G\$. Un gain sur la cession de 850 M\$ avant impôts a été inclus au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats. Les actifs faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

AUTRES CESSIONS

En décembre 2016, nous avons vendu d'autres actifs divers non essentiels pour un produit en trésorerie d'environ 286 M\$.

En août 2015, nous avons vendu notre participation avec contrôle de 77,8 % dans Frontier Pipeline Company, qui détient des actifs pipeliniers situés dans le Midwest des États-Unis, pour un produit brut d'environ 112 M\$ (85 M\$ US). Un gain sur la cession de 70 M\$ (53 M\$ US) avant impôts a été inclus dans le poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats. Cette participation faisait partie de notre secteur Oléoducs.

En mai 2015, le fonds a vendu certains actifs de son réseau d'oléoducs pour un produit brut d'environ 26 M\$. Un gain sur cession de 22 M\$ avant impôts a été inclus dans le poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats. Ces actifs faisaient partie de notre secteur Oléoducs.

8. COMPTES DÉBITEURS ET AUTRES CRÉANCES

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes clients et produits non facturés ¹	5 325	3 814
Autres	1 728	1 164
	7 053	4 978

¹ Déduction faite d'une provision pour créances douteuses de 50 M\$ et 46 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2017 et 2016.

En 2017, dans le cadre de ses activités de restructuration (*note 19*), EEP a mis fin à une entente d'achat de créances conclue avec une structure d'accueil que nous détenons en propriété exclusive.

9. STOCKS

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Gaz naturel	695	594
Pétrole brut	744	634
Autres marchandises	89	5
	1 528	1 233

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

31 décembre	Taux d'amortissement moyen pondéré	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Pipeline	2,5 %	47 720	34 474
Matériel de pompage, bâtiments, réservoirs et autres	2,9 %	16 610	15 554
Terrains et droits de passage ¹	2,1 %	2 538	2 067
Conduites principales, services liés au gaz et autres	2,1 %	17 026	10 022
Compresseurs, compteurs et autres	2,1 %	5 774	4 014
Installations de traitement	3,1 %	1 440	846
Installations de stockage	2,0 %	1 545	–
Turbines éoliennes, panneaux solaires et autres	3,3 %	4 804	4 259
Transport d'électricité	2,2 %	365	378
Véhicules, mobilier de bureau, équipement et autres immeubles et améliorations	6,5 %	390	315
En construction	–	7 601	6 966
Total des immobilisations corporelles²		105 813	78 895
Total de l'amortissement cumulé		(15 102)	(14 611)
Immobilisations corporelles, montant net		90 711	64 284

1 L'évaluation du taux d'amortissement moyen pondéré exclut les actifs non amortissables.

2 Certains actifs ont été reclassés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2017 (note 7).

La charge d'amortissement des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 s'est respectivement établie à 2,9 G\$, 2,0 G\$ et 1,9 G\$.

DÉPRÉCIATION

Projet Northern Gateway

Le 29 novembre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a ordonné à l'Office de rejeter notre demande visant le projet Northern Gateway, et les Certificats d'utilité publique ont été révoqués. Après avoir consulté des expéditeurs potentiels et les collectivités faisant partie du partenariat appelé « Aboriginal Equity Partners », nous avons étudié la décision et conclu que le projet ne pouvait pas aller de l'avant comme envisagé. Après avoir pris en compte le montant pouvant être recouvré des expéditeurs potentiels du projet Northern Gateway, nous avons comptabilisé une dépréciation de 373 M\$ (272 M\$ après impôts) au poste « Pertes de valeur d'immobilisations corporelles » aux états consolidés des résultats. La perte de valeur représente la valeur comptable totale des actifs, dont la juste valeur estimative est de néant, et a été incluse dans les résultats de notre secteur Oléoducs.

Projet Sandpiper

Le 1^{er} septembre 2016, nous avons annoncé qu'EEP a demandé le retrait des demandes d'approbation réglementaire relatives à Sandpiper qui sont en instance auprès de la Minnesota Public Utilities Commission. En raison de cette annonce, nous avons évalué Sandpiper pour déterminer s'il y avait perte de valeur. En conséquence, nous avons constaté une perte de valeur de 992 M\$ (81 M\$ après impôts attribuables à Enbridge) pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, qui est incluse au poste « Pertes de valeur d'immobilisations corporelles » aux états consolidés des résultats. Sandpiper fait partie de notre secteur Oléoducs. La juste valeur résiduelle estimative de Sandpiper était fondée sur le prix estimatif qui serait reçu à la vente de conduites inutilisées, de terrains et d'autre matériel connexe dans leur état actuel dans le contexte des conditions qui ont cours actuellement sur le marché quant à de tels actifs. L'évaluation a tenu compte d'un éventail de prix de vente potentiels dans le contexte des diverses solutions qui pourraient être envisagées pour disposer de ces actifs. La juste valeur estimative, exception faite des terrains d'une valeur de 3 M\$, a été reclassée dans les montants reportés et autres actifs à l'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2016. En 2017, nous avons cédé la quasi-totalité des actifs restants de Sandpiper (note 7).

Autres

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, nous avons comptabilisé des pertes de valeur de 11 M\$ relativement aux actifs de camionnage et installations connexes non essentiels d'EEP, qui font partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 96 M\$, dont une tranche de 80 M\$ se rapporte aux installations ferroviaires Berthold d'EEP, incluses dans le secteur Oléoducs, en raison de contrats qui n'avaient pas encore été renouvelés au-delà de 2016. Le solde de 16 M\$ de la perte de valeur se rapporte à un pipeline de propylène secondaire d'EEP situé en Louisiane, inclus dans le secteur Transport de gaz et services intermédiaires, par suite de l'achèvement de la restructuration du contrat conclu avec le principal client.

Les pertes de valeur étaient fondées sur l'excédent de la valeur comptable des actifs sur leur juste valeur, déterminée à l'aide des flux de trésorerie futurs actualisés prévus, et sont incluses dans le poste « Pertes de valeur d'immobilisations corporelles » de l'état consolidé des résultats.

11. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ENTRANT DANS LE PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Enbridge Energy Partners, L.P.

EEP est une société en commandite du Delaware cotée en bourse et elle est considérée comme une EDDV puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Par le truchement de notre filiale en propriété exclusive, Enbridge Energy Company, Inc. (« EECL »), nous avons le pouvoir de diriger les activités d'EEP qui ont une incidence importante sur la performance économique d'EEP. Parallèlement à la participation économique que nous détenons par le truchement d'une participation conjointe indirecte et à une participation de commandité par l'entremise d'EECL, que nous détenons à 100 %, nous sommes le principal bénéficiaire d'EEP. Aux 31 décembre 2017 et 2016, notre participation économique dans EEP s'établissait respectivement à 34,6 % et 35,3 %. Le reste de la participation dans EEP est détenu par le public.

Enbridge Income Fund

Le fonds est une société d'investissement à capital variable non constituée en société par actions établie aux termes d'un acte de fiducie en vertu des lois de la province de l'Alberta et, compte tenu de sa structure du capital, il est considéré comme une EDDV. Nous sommes le principal bénéficiaire du fonds du fait de notre intérêt économique combiné de 82,5 % détenu indirectement par l'intermédiaire d'une participation conjointe dans ENF, d'une participation conjointe directe dans le fonds, d'un placement en parts privilégiées dans ECT, d'une participation conjointe directe dans Enbridge Income Partners GP Inc. et d'une participation directe conjointe dans EIPLP. Au 31 décembre 2016, notre intérêt économique combiné était de 86,9 %. Aux 31 décembre 2017 et 2016, notre participation conjointe directe dans le fonds s'établissait respectivement à 29,4 % et 43,2 %. Nous agissons également à titre de gestionnaire d'ENF et du groupe du fonds.

Enbridge Commercial Trust

Nous avons le pouvoir de nommer la majorité des fiduciaires du conseil de fiducie d'ECT, ce qui a fait en sorte que les détenteurs des parts de fiducie ordinaires d'ECT sont dans l'incapacité de prendre des décisions. Par conséquent, ECT est considérée comme une EDDV et, même si nous n'avons pas de participation dans les capitaux propres ordinaires d'ECT, nous sommes considérés comme le principal bénéficiaire d'ECT. Nous agissons également à titre de gestionnaire d'ECT, comme membre du groupe du fonds.

Enbridge Income Partners LP

Depuis sa constitution en 2002, EIPLP exerce des activités de production, de transport et de stockage d'énergie par le truchement de sa participation dans son entreprise d'oléoducs, y compris le réseau principal au Canada, le réseau régional des sables bitumineux, sa participation à hauteur de 50,0 % dans le pipeline Alliance, qui transporte du gaz naturel, et des installations de production d'énergie

renouvelable et de remplacement. EIPLP est un partenariat réunissant une filiale indirecte en propriété exclusive d'Enbridge et ECT. EIPLP est considérée comme une EDDV puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Du fait de notre participation majoritaire dans le commandité d'EIPLP, d'une participation de 100 % dans Enbridge Management Services Inc. (fournisseur de services d'EIPLP) et d'une participation conjointe directe de 53,1 % dans EIPLP, nous avons le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur la performance économique d'EIPLP et nous avons l'obligation d'assumer les pertes ainsi que le droit de recevoir des rendements résiduels qui pourraient être significatifs pour EIPLP, ce qui fait de nous le principal bénéficiaire d'EIPLP. Aux 31 décembre 2017 et 2016, notre participation économique dans EIPLP s'établissait respectivement à 73,5 % et à 79,1 %.

Énergie verte et transport

Par l'intermédiaire de diverses filiales, nous possédons une participation majoritaire dans les parcs éoliens Magic Valley, Wildcat, Keechi et New Creek. Ces parcs éoliens sont considérés comme des EDDV, car ils ne disposent pas de capitaux propres à risque suffisants et sont financés en partie par des participants aux capitaux propres bénéficiant d'un avantage fiscal. Nous sommes le principal bénéficiaire de ces EDDV par le truchement des droits de vote que nous détenons, de notre pouvoir d'orienter les activités qui ont l'incidence la plus grande sur le rendement économique des parcs éoliens et de notre obligation d'absorber les pertes.

Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C.

Enbridge Holdings (DakTex) L.L.C. (« DakTex ») est détenue à 75 % par une filiale en propriété exclusive d'Enbridge et à 25 % par EEP, par l'intermédiaire de laquelle nous avons une participation effective de 27,6 % dans le satellite, le réseau pipelinier Bakken (*note 12*). EEP est le principal bénéficiaire parce qu'elle a le pouvoir de diriger les activités de DakTex qui influent le plus sur son rendement économique. La société consolide EEP et, de ce fait, consolide également DakTex.

Spectra Energy Partners, LP

Nous avons acquis une participation de 75 % dans SEP dans le cadre de l'opération de fusion. SEP est une société en commandite spécialisée en infrastructures de gaz naturel et de pétrole brut, et elle est considérée comme une EDDV puisque ses commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Nous sommes le principal bénéficiaire de SEP, car nous avons le pouvoir de diriger les activités de SEP qui influent le plus sur son rendement économique.

Valley Crossing Pipeline, LLC

Valley Crossing Pipeline, LLC (« Valley Crossing »), filiale en propriété exclusive d'Enbridge, construit un gazoduc pour le transport de gaz naturel dans l'État du Texas. Valley Crossing est considérée comme une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. Nous sommes le principal bénéficiaire de Valley Crossing, car nous avons le pouvoir de diriger les activités de Valley Crossing qui influent le plus sur son rendement économique.

Autres sociétés en commandite

Puisqu'elles ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels, presque toutes les autres sociétés en commandite détenues par nous et (ou) nos filiales sont considérées comme des EDDV. Puisque nous détenons ces entités à 100 % et les dirigeons et qu'aucune tierce partie n'a la capacité de diriger des activités importantes, nous sommes considérés comme le principal bénéficiaire.

Le tableau qui suit comprend les actifs qui serviront au règlement des passifs de nos EDDV consolidées ainsi que des passifs de nos EDDV consolidées pour lesquelles les créanciers n'ont aucun recours contre nous en tant que principal bénéficiaire. Ces actifs et ces passifs sont inclus aux états consolidés de la situation financière.

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Actif		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	368	314
Comptes débiteurs et autres créances	2 132	781
Montants à recevoir de sociétés affiliées	3	3
Stocks	220	53
	2 723	1 151
Immobilisations corporelles, montant net	68 685	45 720
Placements à long terme	6 258	954
Placements à long terme soumis à restrictions	206	83
Montants reportés et autres actifs	2 921	2 227
Actifs incorporels, montant net	296	488
Écart d'acquisition	29	29
Impôts reportés	145	231
	81 263	50 883
Passif		
Emprunts à court terme	485	–
Comptes créditeurs et autres dettes	2 859	1 446
Montants à payer à des sociétés affiliées	131	105
Intérêts à payer	312	204
Passifs environnementaux	35	140
Partie à court terme de la dette à long terme	2 129	342
	5 951	2 237
Dette à long terme	31 469	20 176
Autres passifs à long terme	4 301	1 207
Impôts reportés	3 010	1 753
	44 731	25 373
Actifs nets avant les participations ne donnant pas le contrôle	36 532	25 510

Nous n'avons pas l'obligation de fournir un soutien financier aux EDDV dont les résultats sont consolidés, exception faite d'EIPLP. Nous sommes tenus, à la demande d'ENF, de fournir un filet de sécurité au financement par titres de capitaux propres requis par EIPLP pour entreprendre le programme de croissance inhérent aux actifs qu'elle a acquis dans le cadre du plan de restructuration des activités canadiennes.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES EXCLUES DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sabal Trail Transmission, LLC

SEP détient une participation de 50 % dans Sabal Trail, une coentreprise qui exploite un pipeline transportant du gaz naturel de l'Alabama vers la Floride. Le 3 juillet 2017, nous avons mis fin à la consolidation de Sabal Trail et commencé à comptabiliser notre participation selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Sabal Trail est une EDDV en raison de l'insuffisance de ses capitaux propres à risque lui permettant de financer ses activités. Nous ne sommes pas le premier bénéficiaire, car le pouvoir de diriger les activités de Sabal Trail qui ont la plus forte incidence sur sa performance économique est partagé.

Nexus Gas Transmission, LLC

SEP est propriétaire d'une participation de 50 % dans Nexus, coentreprise qui construit un gazoduc allant de l'Ohio au Michigan et se poursuivant jusqu'en Ontario, au Canada. Nexus est une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. Nous ne sommes pas le principal bénéficiaire, car le pouvoir de diriger les activités de Nexus qui influent le plus sur son rendement économique est partagé.

PennEast Pipeline Company, LLC

SEP était propriétaire d'une participation de 10 % dans PennEast qui a été majorée à 20 % en juin 2017. PennEast construit un gazoduc allant du nord-est de la Pennsylvanie au New Jersey. PennEast est une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. Nous ne sommes pas le principal bénéficiaire, car nous n'avons pas le pouvoir de diriger les activités de PennEast qui influent le plus sur son rendement économique.

Nous détenons actuellement plusieurs placements dans des sociétés en commandite qui sont évaluées en tant qu'EDDV puisque les commanditaires ne détiennent pas de droit de limogeage réel ni de droits de participation substantiels. Nous avons déterminé que nous n'avons pas le pouvoir de diriger les activités des EDDV qui influent le plus sur leur performance économique. Plus particulièrement, le pouvoir de diriger les activités de la majeure partie de ces EDDV est partagé entre les commanditaires. Chaque commanditaire est représenté au comité de direction qui prend les décisions importantes pour une EDDV donnée et aucun des commanditaires ne peut prendre de décisions majeures unilatéralement.

La valeur comptable de notre participation dans les EDDV exclues du périmètre de consolidation et notre exposition maximale au risque de perte estimative aux 31 décembre 2017 et 2016 sont présentées ci-dessous.

	Valeur comptable des participations	Exposition maximale d'Enbridge à des pertes
31 décembre 2017		
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Aux Sable Liquid Products L.P. ¹	300	361
Eolien Maritime France SAS ²	69	754
Hohe See Offshore Wind Project ³	763	2 484
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C. ⁴	686	686
Nexus Gas Transmission, LLC ⁵	834	1 678
PennEast Pipeline Company, LLC ⁵	69	345
Rampion Offshore Wind Limited ⁶	555	679
Sabal Trail Transmission, LLC ⁵	2 355	2 529
Vector Pipeline L.P. ⁷	169	278
Autres ⁴	21	21
	5 821	9 815

31 décembre 2016	Valeur comptable des participations	Exposition maximale d'Enbridge à des pertes
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Aux Sable Liquid Products L.P.	158	223
Eddystone Rail Company, LLC ⁸	19	25
Eolien Maritime France SAS	58	686
Illinois Extension Pipeline Company, L.L.C.	759	759
Rampion Offshore Wind Limited	345	457
Vector Pipeline L.P.	159	289
Autres	17	17
	1 515	2 456

- 1 Au 31 décembre 2017, l'exposition maximale au risque de perte comprend une garantie que nous avons donnée à l'égard de la quote-part nous revenant dans les prélèvements que l'EDDV a faits sur une facilité de crédit bancaire.
- 2 Au 31 décembre 2017, l'exposition maximale au risque de perte comprend la partie de la garantie que nous avons consentie à titre de société mère au titre de contrats de projets de construction pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée ainsi qu'un prêt de 163 M\$ que nous avons consenti à une société affiliée.
- 3 Au 31 décembre 2017, l'exposition maximale au risque de perte comprend la partie de la garantie que nous avons consentie à titre de société mère au titre de contrats de projets de construction pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.
- 4 Au 31 décembre 2017, l'exposition maximale au risque de perte se limite à notre placement puisque ces entreprises sont en exploitation et sont autonomes.
- 5 Au 31 décembre 2017, l'exposition maximale au risque de perte se limite à notre placement et aux contributions restantes prévues au titre de chaque coentreprise.
- 6 Au 31 décembre 2017, l'exposition maximale au risque de perte comprend la partie de la garantie que nous avons consentie à titre de société mère au titre de contrats de projets de construction pour lesquels nous serions responsables advenant un cas de défaillance mettant en cause l'EDDV visée.
- 7 Au 31 décembre 2017, l'exposition maximale au risque de perte comprend la valeur comptable du solde d'un prêt que nous avons consenti.
- 8 Au 31 décembre 2017, Eddystone Rail Company, LLC était une filiale en propriété exclusive et ne constituait donc plus une EDDV non consolidée.

Nous n'avons pas l'obligation de fournir, et n'avons pas fourni, un soutien financier supplémentaire aux EDDV au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016.

12. PLACEMENTS À LONG TERME

31 décembre	Participation	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
PARTICIPATIONS DANS DES SATELLITES			
Oléoducs			
Bakken Pipeline System ¹	27,6 %	1 938	–
Eddystone Rail Company, LLC	100,0 %	–	19
Réseau pipelinier Seaway pour le pétrole brut	50,0 %	2 882	3 129
Illinois Extension Pipeline Company, LLC ²	65,0 %	686	759
Autres	30,0 % - 43,8 %	87	70
Transport de gaz et services intermédiaires			
Pipeline Alliance ³	50,0 %	375	411
Aux Sable	42,7 % - 50,0 %	300	324
DCP Midstream, LLC ⁴	50,0 %	2 143	–
Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. ⁴	50,0 %	1 205	–
Nexus Gas Transmission, LLC ⁴	50,0 %	834	–
Projets extracôtiers, diverses coentreprises	22,0 % - 74,3 %	389	435
PennEast Pipeline Company LLC ⁴	20,0 %	69	–
Sabal Trail Transmission, LLC ⁵	50,0 %	2 355	–
Southeast Supply Header L.L.C. ⁴	50,0 %	486	–
Steckman Ridge LP ⁴	49,5 %	221	–
Pipeline Texas Express	35,0 %	430	484
Vector Pipeline L.P.	60,0 %	169	159
Autres ⁴	33,3 % - 50,0 %	34	4
Distribution de gaz			
Actions ordinaires de Noverco	38,9 %	–	–
Autres ⁴	50,0 %	15	–
Énergie verte et transport			
Eolien Maritime France SAS ⁶	50,0 %	69	58
Projet éolien extracôtier Hohe See ⁷	50,0 %	763	–
Projet éolien extracôtier Rampion	24,9 %	555	345
Autres	19,0 % - 50,0 %	95	100
Éliminations et divers			
Autres	19,0 % - 42,7 %	26	15
AUTRES PLACEMENTS À LONG TERME			
Distribution de gaz			
Actions privilégiées de Noverco		371	355
Énergie verte et transport			
Technologies nouvelles et autres		80	90
Éliminations et divers			
Autres		67	79
		16 644	6 836

1 Le 15 février 2017, EEP a acquis une participation effective de 27,6 % dans les pipelines Dakota Access et Energy Transfer (collectivement, le « réseau pipelinier Bakken ») pour un prix d'achat de 2,0 G\$ (1,5 G\$ US). Le réseau pipelinier Bakken a été mis en service le 1^{er} juin 2017. Pour de plus amples renseignements concernant notre entente de financement, voir la note 19 « Participations ne donnant pas le contrôle ».

2 Propriétaire du projet de prolongement de l'accès vers le sud.

3 Certains actifs du pipeline Alliance sont remis en garantie à des créanciers du pipeline Alliance.

4 Le 27 février 2017, nous avons acquis les participations de Spectra Energy dans DCP Midstream, Gulfstream Natural Gas System, L.L.C., Nexus, PennEast, Southeast Supply Header L.L.C., Steckman Ridge LP et d'autres participations dans le cadre de l'opération de fusion (note 7).

5 Le 27 février 2017, nous avons acquis la participation consolidée de Spectra Energy dans Sabal Trail dans le cadre de l'opération de fusion (note 7). Le 3 juillet 2017, Sabal Trail a été mis en service et les actifs, passifs et participations ne donnant pas le contrôle correspondants ont été déconsolidés à la date de mise en service.

6 Le 19 mai 2016, nous avons acquis une participation de 50 % dans Eolien Maritime France SAS.

7 Le 8 février 2017, nous avons acquis une participation effective de 50 % dans EnBW Hohe See GmbH & Co. KG.

Les participations dans des satellites comprennent l'excédent non amorti du coût d'acquisition sur la valeur comptable nette sous-jacente des actifs des satellites à la date d'acquisition. Au 31 décembre 2017, cet excédent se composait d'un écart d'acquisition de 2,0 G\$ et d'actifs amortissables de 643 M\$. Au 31 décembre 2016, cet excédent se composait d'un écart d'acquisition de 859 M\$ et d'actifs amortissables de 687 M\$.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, les dividendes reçus des participations dans des satellites se sont respectivement établis à 1,4 G\$, à 825 M\$ et à 719 M\$.

L'information financière combinée relative à nos participations dans des satellites non consolidées (sur une base de 100 %) est résumée dans les tableaux ci-après.

	Exercices clos les 31 décembre								
	2017			2016			2015		
	Seaway	Autres	Total	Seaway	Autres	Total	Seaway	Autres	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>									
Produits d'exploitation	959	15 254	16 213	938	3 164	4 102	833	3 054	3 887
Charges d'exploitation	286	12 911	13 197	293	3 051	3 344	263	2 210	2 473
Bénéfice	672	2 056	2 728	643	(2)	641	566	512	1 078
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	336	926	1 262	322	147	469	283	207	490

	31 décembre 2017			31 décembre 2016		
	Seaway	Autres	Total	Seaway	Autres	Total
	<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Actif à court terme	106	3 432	3 538	86	842	928
Actif à long terme	3 329	41 697	45 026	3 651	12 264	15 915
Passif à court terme	143	3 311	3 454	172	831	1 003
Passif à long terme	13	13 582	13 595	13	5 121	5 134
Participations ne donnant pas le contrôle	–	3 191	3 191	–	–	–

Eddystone Rail Company, LLC

Le 19 octobre 2017, nous avons vendu tous les actifs liés à Eddystone Rail Company, LLC (« Eddystone Rail ») en contrepartie de la participation résiduelle de 25 % dans la coentreprise. Par conséquent, Eddystone Rail est désormais détenue à 100 % et comptabilisée à une valeur de néant.

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2016, nous avons constaté une perte de valeur sur placement de 184 M\$ liée à la participation de coentreprise de 75 % que nous détenons alors dans Eddystone Rail, qui est détenue par l'entremise d'Enbridge Rail (Philadelphia) L.L.C., filiale en propriété exclusive. Eddystone Rail est une installation de transbordement sur barges porte-wagons située dans la région du Grand Philadelphie, en Pennsylvanie, qui livre du pétrole brut léger non sulfuré, notamment Bakken, aux raffineries de la région de Philadelphie. En raison d'une baisse marquée des écarts de prix entre le pétrole brut de Bakken et le pétrole brut d'Afrique de l'Ouest/Brent et de la concurrence accrue dans la région, la demande pour les services d'Eddystone Rail a chuté considérablement, ce qui a mené à l'application d'un test de dépréciation. La charge de perte de valeur est constatée au poste « Quote-part du bénéfice des satellites » aux états consolidés des résultats. Le placement dans Eddystone Rail est compris dans notre secteur Oléoducs.

La charge de perte de valeur était fondée sur l'excédent de la valeur comptable de l'actif sur sa juste valeur, déterminé au moyen d'une méthode de valeur nette ajustée. Notre estimation de la juste valeur nous a forcés à utiliser d'importantes données non observables représentatives d'une mesure de la juste valeur de niveau 3, y compris des hypothèses liées au rendement futur d'Eddystone Rail.

Aux Sable

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2016, Aux Sable a comptabilisé une perte de valeur de 37 M\$ se rapportant à certains actifs sous-utilisés à l'usine d'extraction et de fractionnement des LGN d'Aux Sable aux États-Unis.

Sabal Trail Transmission, LLC

Le projet Sabal Trail a été mis en service le 3 juillet 2017. Conformément à l'entente visant Sabal Trail LLC, à la date de mise en service, le pouvoir de diriger les activités de Sabal Trail devenait partagé entre ses membres. Nous ne sommes plus le principal bénéficiaire et nous avons déconsolidé l'actif, le passif et les participations ne donnant pas le contrôle liés à Sabal Trail à la date de mise en service.

À la déconsolidation, notre participation de 50 % dans Sabal Trail a été comptabilisée à sa juste valeur de 2,3 G\$ (1,9 G\$ US), ce qui revient approximativement à sa valeur comptable à titre de participation à long terme. Ainsi, il n'y a eu aucun gain ni aucune perte comptabilisé pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 en ce qui concerne la réévaluation de la participation à la juste valeur. La juste valeur a été déterminée à l'aide de l'approche par les bénéfices fondée sur la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs.

Noverco Inc.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, nous détenons 38,9 % des actions ordinaires de Noverco ainsi qu'un placement dans des actions privilégiées de cette société. Ces actions privilégiées donnent droit à un dividende privilégié cumulatif fondé sur le rendement moyen des obligations du gouvernement du Canada échéant à 10 ans, plus une marge de 4,38 %.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, Noverco détenait des participations croisées respectives d'environ 1,9 % et 3,4 % dans nos actions ordinaires. Par le truchement de placements secondaires, Noverco a acheté 1,2 million d'actions ordinaires en février 2016. Les actions achetées et vendues dans le cadre de cette opération ont été comptabilisées à titre d'actions autodétenues dans les états consolidés des variations des capitaux propres.

Par suite de la participation croisée de Noverco dans nos actions ordinaires, nous détenons aux 31 décembre 2017 et 2016 des participations proportionnelles indirectes respectives de 0,7 % et de 1,3 % dans nos propres actions. La participation dans Noverco et les capitaux propres ont été réduits par la participation croisée d'une valeur de 102 M\$ aux 31 décembre 2017 et 2016. Noverco comptabilise les dividendes que nous versons en tant que revenus de dividendes, et nous éliminons ces dividendes de notre quote-part du bénéfice de Noverco. Nous comptabilisons la quote-part des dividendes que nous payons à Noverco à titre de diminution des dividendes versés et d'augmentation de notre participation dans Noverco.

13. PLACEMENTS À LONG TERME SOUMIS À RESTRICTIONS

À compter du 1^{er} janvier 2015, nous avons commencé à recouvrer et à conserver des fonds pour couvrir les coûts futurs liés à l'abandon de tous les pipelines assujettis à la réglementation de l'Office aux termes des dispositions réglementaires de l'ICQF. Les fonds recouverts sont détenus dans des fiducies conformément à la décision de l'Office. Les fonds recouverts des expéditeurs sont comptabilisés au poste « Transport et autres services » des états consolidés des résultats et au poste « Placements à long terme soumis à restrictions » des états consolidés de la situation financière. En parallèle, nous présentons les coûts futurs liés à l'abandon en augmentation du poste « Exploitation et administration » des états consolidés des résultats et du poste « Autres passifs à long terme » des états consolidés de la situation financière.

Nous investissons régulièrement l'excédent de trésorerie et divers soldes soumis à restrictions dans des titres tels que des billets de trésorerie, des acceptations bancaires, des titres de créance de sociétés, des titres de participation canadiens, des bons du Trésor et des titres du marché monétaire aux États-Unis et au Canada.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, nous avons des placements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie classés dans les éléments destinés à la vente et comptabilisés à la juste valeur de 267 M\$ et de 90 M\$, respectivement. Aux 31 décembre 2017 et 2016, nous avons des coûts futurs liés à l'abandon estimatifs respectifs de 151 M\$ et de 97 M\$ se rapportant à l'ICQF.

14. ACTIFS INCORPORELS

Le tableau ci-après présente le taux d'amortissement moyen pondéré, la valeur comptable brute, l'amortissement cumulé et la valeur comptable nette de chacune de nos grandes catégories d'actifs incorporels :

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
31 décembre 2017¹				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Relations avec la clientèle	3,5 %	967	41	926
Conventions d'achat d'électricité	3,5 %	99	17	82
Contrat de projet ²	4,0 %	150	3	147
Logiciels	11,3 %	1 760	714	1 046
Autres actifs incorporels ³	4,4 %	1 162	96	1 066
		4 138	871	3 267

1 Certains actifs ont été reclassés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2017 (note 7).

2 Représente un contrat de projet acquis dans le cadre de l'opération de fusion (note 7).

3 L'évaluation du taux d'amortissement moyen pondéré exclut les actifs incorporels non amortissables.

	Taux d'amortissement moyen pondéré	Coût	Amortis- sement cumulé	Montant net
31 décembre 2016				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Relations avec la clientèle	3,0 %	251	4	247
Occasions d'approvisionnement liées au gaz naturel	3,2 %	435	127	308
Conventions d'achat d'électricité	3,2 %	100	14	86
Logiciels	11,8 %	1 388	607	781
Autres actifs incorporels	4,8 %	213	62	151
		2 387	814	1 573

La charge d'amortissement des actifs incorporels a respectivement totalisé 280 M\$, 177 M\$ et 158 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015. Le tableau ci-après présente notre charge d'amortissement prévue au titre des actifs incorporels existants, pour les exercices indiqués, en millions de dollars canadiens.

2018	2019	2020	2021	2022
264	240	217	197	179

15. ÉCART D'ACQUISITION

	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Coût brut							
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	60	458	7	–	2	13	540
Écart de conversion et autres éléments	(1)	(1)	–	–	–	–	(2)
Solde au 31 décembre 2016	59	457	7	–	2	13	538
Acquisition faite dans le cadre de l'opération de fusion (note 7)	8 070	22 914	5 672	–	–	–	36 656
Déconsolidation de Sabal Trail (note 12)	–	(966)	–	–	–	–	(966)
Cession	(29)	–	–	–	–	–	(29)
Écart de conversion et autres éléments	(314)	(866)	–	–	–	–	(1 180)
Solde au 31 décembre 2017	7 786	21 539	5 679	–	2	13	35 019
Perte de valeur cumulée							
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	–	(440)	(7)	–	–	(13)	(460)
Perte de valeur	–	–	–	–	–	–	–
Solde au 31 décembre 2016	–	(440)	(7)	–	–	(13)	(460)
Perte de valeur	–	(102)	–	–	–	–	(102)
Solde au 31 décembre 2017	–	(542)	(7)	–	–	(13)	(562)
Valeur comptable							
Solde au 31 décembre 2016	59	17	–	–	2	–	78
Solde au 31 décembre 2017	7 786	20 997	5 672	–	2	–	34 457

ACQUISITION ET CESSION

En 2017, nous avons comptabilisé un écart d'acquisition de 36,7 G\$ au titre de l'opération de fusion et nous avons décomptabilisé un écart d'acquisition de 29 M\$ au titre de la cession du pipeline Olympic.

DÉPRÉCIATION

Transport de gaz et services intermédiaires Secteur intermédiaire aux États-Unis

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, nous avons comptabilisé une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 102 M\$ relativement à certains actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires classés comme détenus en vue de la vente (note 7). L'écart d'acquisition a été attribué à certains groupes d'actifs cédés répondant aux critères d'une entreprise selon une approche basée sur la juste valeur relative. En lien avec la réduction de la valeur comptable des actifs détenus en vue de la vente, qui a été ramenée à la juste valeur diminuée du coût de la vente, l'écart d'acquisition connexe a été déprécié. La juste valeur de ces actifs a été déterminée au moyen de la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie, qui ont subi incidence défavorable du recul prolongé des prix des marchandises et de la baisse du rendement des activités. Nous avons également procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation connexe des services intermédiaires liés au gaz naturel, test à l'issue duquel aucune perte de valeur supplémentaire n'a été constatée.

L'estimation de la juste valeur de l'unité d'exploitation Secteur intermédiaire du gaz naturel a nécessité le recours à des données non observables importantes associées à une évaluation de juste valeur de niveau 3, y compris des hypothèses liées à la performance future de l'unité d'exploitation.

Enbridge Energy Partners, L.P.

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2015, nous avons constaté une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 440 M\$ (167 M\$ après impôts attribuables à Enbridge) liée aux entreprises de gaz naturel et de LGN d'EEP, que cette dernière détenait directement et indirectement par l'entremise de sa filiale en propriété partielle, MEP. Dans le contexte du déclin prolongé des prix des marchandises, les réductions dans les programmes de forage prévus des producteurs ont influé négativement sur les prévisions des flux de trésorerie provenant des réseaux de gaz naturel et de LGN d'EEP. L'évolution des circonstances a donné lieu à la réalisation d'un test de dépréciation, ce qui a entraîné la dépréciation de l'écart d'acquisition pour les entreprises de gaz naturel et de LGN d'EEP.

Dans le cadre de cette évaluation de la moins-value, EEP a évalué la juste valeur de ses unités d'exploitation, principalement en ayant recours à des flux de trésorerie actualisés. Elle a également pris en compte la capitalisation boursière de son entreprise, les données sur la mesure des flux de trésorerie et d'autres facteurs. Pour estimer la juste valeur, EEP a dû avoir recours à d'importants intrants non observables représentatifs d'une évaluation de la juste valeur de niveau 3, y compris les hypothèses liées à la performance future de ses unités d'exploitation.

16. COMPTES CRÉDITEURS ET AUTRES DETTES

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Comptes fournisseurs et charges à payer liées à l'exploitation	5 135	3 718
Montants à payer liés à la construction et retenues de garantie d'entrepreneurs	706	712
Passifs dérivés à court terme	1 130	1 941
Dividendes à payer	1 169	29
Autres	1 338	895
	9 478	7 295

17. DETTE

31 décembre	Taux d'intérêt moyen pondéré	Échéance	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.				
Billets à terme en dollars US ¹	4,1 %	2022-2046	5 889	4 968
Billets à moyen terme	4,4 %	2019-2064	5 698	4 498
Billets subordonnés à taux fixe-variable ^{2,3}	5,6 %	2077	3 843	1 007
Billets à taux variable ⁴		2019-2020	2 254	1 171
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ⁵	2,3 %	2019-2022	2 729	4 672
Autres ⁶			3	4
Enbridge (U.S.) Inc.				
Billets à moyen terme ⁷			–	14
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ⁸	2,1 %	2019	490	126
Enbridge Energy Partners, L.P.				
Billets de premier rang ⁹	6,2 %	2018-2045	6 328	6 781
Billets subordonnés de second rang ¹⁰		2067	501	537
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ¹¹	2,3 %	2019-2022	1 820	2 226
Enbridge Gas Distribution Inc.				
Billets à moyen terme	4,5 %	2020-2050	3 695	3 904
Déventures	9,9 %	2024	85	85
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	1,4 %	2019	960	351
Enbridge Income Fund				
Billets à moyen terme	4,3 %	2018-2044	1 750	2 075
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	2,9 %	2020	755	225
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.				
Billets de premier rang ¹²	4,0 %	2040	1 207	1 342
Enbridge Pipelines Inc.				
Billets à moyen terme ¹³	4,5 %	2018-2046	4 525	4 525
Déventures	8,2 %	2024	200	200
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ¹⁴	1,5 %	2019	1 438	1 032
Autres ⁶			4	4
Enbridge Southern Lights LP				
Billets de premier rang	4,0 %	2040	315	323
Midcoast Energy Partners, L.P.				
Billets de premier rang ¹⁵	4,1 %	2019-2024	501	537
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ¹⁶			–	564
Spectra Energy Capital ¹⁷				
Billets de premier rang ¹⁸	5,3 %	2018-2038	1 665	–
Spectra Energy Partners, LP ¹⁷				
Billets garantis de premier rang ¹⁹	6,1 %	2020	138	–
Billets de premier rang ²⁰	2,7 %	2018-2045	7 192	–
Billets à taux variable ²¹		2020	501	–
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit ²²	2,0 %	2022	2 824	–
Union Gas Limited ¹⁷				
Billets à moyen terme	4,2 %	2018-2047	3 490	–
Déventures de premier rang	8,7 %	2018	75	–
Déventures	8,7 %	2018-2025	250	–
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	1,3 %	2021	485	–
Westcoast Energy Inc. ¹⁷				
Billets garantis de premier rang	6,4 %	2019	66	–
Billets à moyen terme	4,7 %	2019-2041	2 177	–
Déventures	8,6 %	2018-2026	525	–
Ajustement de juste valeur – acquisition de Spectra Energy			1 114	–
Autres ²³			(312)	(226)
Total de la dette			65 180	40 945
Partie à court terme			(2 871)	(4 100)
Emprunts à court terme²⁴			(1 444)	(351)
Dettes à long terme			60 865	36 494

1 4 700 M\$ US en 2017; 3 700 M\$ US en 2016.

2 1 650 M\$ et 1 750 M\$ US en 2017; 750 M\$ US en 2016. Pour la période initiale de 10 ans, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe. Par la suite, le taux sera variable et égal au taux des acceptations bancaires ou au taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») de trois mois majoré d'une marge.

- 3 Les billets seraient automatiquement convertis en actions privilégiées de conversion en cas de faillite ou d'événements connexes.
4 750 M\$ et 1 200 M\$ US en 2017; 500 M\$ et 500 M\$ US en 2016. Assortis d'un taux d'intérêt égal au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 59 points de base ou au TIOL de trois mois majoré de 40 ou de 70 points de base.
5 1 593 M\$ et 907 M\$ US en 2017; 3 600 M\$ et 799 M\$ US en 2016.
6 Principalement des obligations découlant de contrats de location-acquisition.
7 10 M\$ US en 2016.
8 391 M\$ US en 2017; 94 M\$ US en 2016.
9 5 050 M\$ US en 2017; 5 050 M\$ US en 2016.
10 400 M\$ US en 2017; 400 M\$ US en 2016. Assortis d'un taux d'intérêt égal au TIOL de trois mois majoré de 379,75 points de base.
11 1 453 M\$ US en 2017; 1 658 M\$ US en 2016.
12 963 M\$ US en 2017; 1 000 M\$ US en 2016.
13 Les billets à moyen terme comprennent une tranche de 100 M\$ échéant en 2112.
14 1 080 M\$ et 286 M\$ US en 2017; 750 M\$ et 210 M\$ US en 2016.
15 400 M\$ US en 2017; 400 M\$ US en 2016.
16 420 M\$ US en 2016.
17 Dette reprise le 27 février 2017 dans le cadre de l'opération de fusion (note 7).
18 1 329 M\$ US en 2017.
19 110 M\$ US en 2017.
20 5 740 M\$ US en 2017.
21 400 M\$ US en 2017. Assortis d'un taux d'intérêt égal au TIOL de trois mois majoré de 70 points de base.
22 2 254 M\$ US en 2017.
23 Principalement un escompte d'émission et des frais d'émission de titres de créance.
24 Taux d'intérêt moyen pondéré – 1,4 %; 0,8 % en 2016.

EMPRUNTS GARANTIS

Les billets garantis de premier rang, qui totalisaient 206 M\$ au 31 décembre 2017, comprennent le financement de projets de M&N Canada et du réseau Express-Platte. La participation dans M&N Canada et certains de ses comptes, de ses produits, de ses contrats commerciaux et de ses autres actifs sont donnés en garantie. Les billets à payer d'Express-Platte sont garantis par la mobilisation des créances au titre des services de transport du réseau Express-Platte, ainsi que par les actifs canadiens liés aux oléoducs d'Express-Platte.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 31 décembre 2017.

31 décembre	Dates d'échéance	2017		
		Total des facilités	Prélèvements ¹	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc. ²	2019-2022	7 353	2 737	4 616
Enbridge (U.S.) Inc.	2019	3 590	490	3 100
Enbridge Energy Partners, L.P. ³	2019-2022	3 289	1 820	1 469
Enbridge Gas Distribution Inc.	2019	1 016	972	44
Enbridge Income Fund	2020	1 500	766	734
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	2019	25	–	25
Enbridge Pipelines Inc.	2019	3 000	1 438	1 562
Enbridge Southern Lights LP	2019	5	–	5
Spectra Energy Partners, L.P. ^{4, 5}	2022	3 133	2 824	309
Union Gas Limited ⁵	2021	700	485	215
Westcoast Energy Inc. ⁵	2021	400	–	400
Total des facilités de crédit engagées		24 011	11 532	12 479

1 Compte tenu des montants prélevés sur les facilités, des lettres de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par la facilité de crédit.

2 Comprennent des engagements de 135 M\$, 157 M\$ (125 M\$ US) et 150 M\$ qui viennent respectivement à échéance en 2018, 2018 et 2020.

3 Comprennent des engagements de 219 M\$ (175 M\$ US) et 232 M\$ (185 M\$ US) qui viennent respectivement à échéance en 2018 et 2020.

4 Comprennent des engagements de 421 M\$ (336 M\$ US) qui viennent à échéance en 2021.

5 Facilités de crédit engagées acquises le 27 février 2017 dans le cadre de l'opération de fusion (note 7).

Pendant le premier trimestre de 2017, Enbridge a établi une facilité de crédit à terme de cinq ans d'un montant de 239 M\$ (20 000 M¥) auprès d'un consortium de banques japonaises.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, nous disposons au 31 décembre 2017 de facilités de crédit à vue non engagées de 792 M\$ sur lesquelles un montant de 518 M\$ était inutilisé. Au 31 décembre 2016, nous disposons de facilités de crédit non engagées de 335 M\$ sur lesquelles un montant de 177 M\$ était inutilisé.

Les facilités de crédit sont assujetties à une commission d'engagement moyenne pondérée de 0,2 % par an sur la tranche inutilisée. Les montants prélevés portent intérêt aux taux en vigueur sur le marché. Certaines facilités de crédit servent de filet de sécurité aux billets de trésorerie, et nous pouvons prolonger l'échéance des facilités de crédit, qui s'établit à ce moment-ci entre 2019 et 2022.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit de 10 055 M\$ et de 7 344 M\$, respectivement, déduction faite des emprunts à court terme et des facilités de crédit non renouvelables qui arrivent à échéance dans moins d'un an, sont appuyés par les montants disponibles aux termes des facilités de crédit à long terme engagées. Par conséquent, ils ont été classés dans la dette à long terme.

ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Le tableau ci-après présente les titres de créance à long terme émis en 2017 et 2016 :

Société	Date d'émission		Montant
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	mai 2017	Billets à taux variable échéant en mai 2019 ¹	750
	juin 2017	Billets à moyen terme à 3,19 % échéant en décembre 2022	450
	juin 2017	Billets à moyen terme à 3,20 % échéant en juin 2027	450
	juin 2017	Billets à moyen terme à 4,57 % échéant en mars 2044	300
	juin 2017	Billets à taux variable échéant en juin 2020 ²	500 \$ US
	juillet 2017	Billets de premier rang à 2,90 % échéant en juillet 2022	700 \$ US
	juillet 2017	Billets de premier rang à 3,70 % échéant en juillet 2027	700 \$ US
	juillet 2017	Billets subordonnés à taux fixe-variable échéant en juillet 2077 ³	1 000 \$ US
		Billets subordonnés à taux fixe-variable échéant en	
	septembre 2017	septembre 2077 ⁴	1 000
		Billets subordonnés à taux fixe-variable échéant en	
	octobre 2017	septembre 2077 ⁴	650
	octobre 2017	Billets à taux variable échéant en janvier 2020 ⁵	700 \$ US
	novembre 2016	Billets à moyen terme à 4,25 % échéant en décembre 2026	750 \$ US
	novembre 2016	Billets à moyen terme à 5,50 % échéant en décembre 2046	750 \$ US
		Billets subordonnés à taux fixe-variable échéant en	
	décembre 2016	janvier 2077 ⁶	750 \$ US
Enbridge Gas Distribution Inc.	novembre 2017	Billets à moyen terme à 3,51 % échéant en novembre 2047	300
	août 2016	Billets à moyen terme à 2,50 % échéant en août 2026	300
Enbridge Pipelines Inc.	août 2016	Billets à moyen terme à 3,00 % échéant en août 2026	400
	août 2016	Billets à moyen terme à 4,13 % échéant en août 2046	400
Spectra Energy Partners, LP	juin 2017	Billets à taux variable échéant en juin 2020 ⁷	400 \$ US
Union Gas Limited	novembre 2017	Billets à moyen terme à 2,88 % échéant en novembre 2027	250
	novembre 2017	Billets à moyen terme à 3,59 % échéant en novembre 2047	250

1 Assortis d'un taux d'intérêt égal au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 59 points de base.

2 Assortis d'un taux d'intérêt égal au TIOL de trois mois majoré de 70 points de base.

3 Arrivent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation à compter de la dixième année. Pour la période initiale de 10 ans, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe de 5,5 %. Par la suite, le taux sera égal au TIOL de trois mois majoré de 342 points de base de la dixième à la trentième année, puis majoré de 417 points de base de la trentième à la soixantième année.

4 Arrivent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation à compter de la dixième année. Pour la période initiale de 10 ans, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe de 5,4 %. Par la suite, le taux sera égal au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 325 points de base de la dixième à la trentième année, puis majoré de 400 points de base de la trentième à la soixantième année.

5 Assortis d'un taux d'intérêt égal au TIOL de trois mois majoré de 40 points de base.

- 6 Arrivent à échéance dans 60 ans et sont remboursables par anticipation à compter de la dixième année. Pour la période initiale de 10 ans, les billets sont assortis d'un taux d'intérêt fixe de 6,0 %. Par la suite, le taux sera égal au TIOI de trois mois majoré de 389 points de base de la dixième à la trentième année, puis majoré de 464 points de base de la trentième à la soixantième année.
- 7 Assortis d'un taux d'intérêt égal au TIOI de trois mois majoré de 70 points de base.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Le tableau ci-après présente les titres de créance à long terme remboursés en 2017 et 2016 :

Société	Date de remboursement		Montant du capital
<i>(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	mars 2017	Billet à taux variable	500
	avril 2017	Billets à moyen terme à 5,60 %	400 \$ US
	juin 2017	Billet à taux variable	500 \$ US
	mai 2016	Billets à moyen terme à 5,17 %	400
	août 2016	Billets à moyen terme à 5,00 %	300
	octobre 2016	Billet à taux variable	350 \$ US
Enbridge Energy Partners, L.P.	décembre 2016	Billets de premier rang à 5,88 %	300 \$ US
Enbridge Gas Distribution Inc.	avril 2017	Billets à moyen terme à 1,85 %	300
	décembre 2017	Billets à moyen terme à 5,16 %	200
Enbridge Income Fund	juin 2017	Billets à moyen terme à 5,00 %	100
	décembre 2017	Billets à moyen terme à 2,92 %	225
	novembre 2016	Billet à taux variable	330
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	juin et décembre 2017	Billet à moyen terme à 3,98 % échéant en juin 2040	37 \$ US
	juin et décembre 2016	Billet à moyen terme à 3,98 % échéant en juin 2040	30 \$ US
Enbridge Southern Lights LP	juin 2017	Billet à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	7
	juin et décembre 2016	Billet à moyen terme à 4,01 % échéant en juin 2040	14
Spectra Energy Capitals, LLC	juillet et septembre 2017 ^{1,3}	Billets de premier rang à 8,00 % échéant en 2019	500 \$ US
	juillet 2017 ^{2,3}	Billets de premier rang portant intérêt à des taux allant de 3,3 % à 7,5 % et échéant de 2018 à 2038	761 \$ US
Spectra Energy Partners, LP	septembre 2017	Billets de premier rang à 6,00 %	400 \$ US
	juin et décembre 2017	Billets garantis de second rang à 7,39 %	12 \$ US
Union Gas Limited	novembre 2017	Débitures à 9,70 %	125
Westcoast Energy Inc.	mai et novembre 2017	Billets garantis de premier rang à 6,90 %	26
	mai et novembre 2017	Billets garantis de premier rang à 4,34 %	24

- 1 Le 7 juillet 2017 et le 8 septembre 2017, Enbridge et Spectra Capital, LLC (« Spectra Capital ») ont réalisé une offre publique d'achat au comptant et de rachat subséquent des billets non garantis de premier rang de Spectra Capital en cours portant intérêt au taux de 8,0 % et arrivant à échéance en 2019. Le montant du capital total déposé et racheté s'établissait à 500 M\$ US. Spectra Capital a versé aux porteurs de billets consentants une contrepartie au comptant totale de 581 M\$ US.
- 2 Le 13 juillet 2017, dans le cadre d'une offre publique d'achat au comptant, Spectra Capital a acheté une partie du capital de ses billets non garantis de premier rang en cours portant intérêt à des taux allant de 3,3 % à 7,5 % et ayant des échéances allant de un à 21 ans. Le capital déposé et accepté s'établissait à 761 M\$ US. Spectra Capital a versé aux porteurs de billets consentants une contrepartie au comptant totale de 857 M\$ US.
- 3 Le règlement de la dette a donné lieu à une perte de 50 M\$ (38 M\$ US), déduction faite de l'ajustement de la juste valeur comptabilisé à la réalisation de l'opération de fusion. Ce montant a été constaté dans la charge d'intérêts aux états consolidés des résultats.

CLAUSES RESTRICTIVES

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 2017, nous respectons toutes les dispositions et clauses relatives à notre dette.

CHARGE D'INTÉRÊTS

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Débitures et billets à terme	3 011	1 714	1 805
Billets de trésorerie et prélèvements sur les facilités de crédit	206	197	172
Amortissement de l'ajustement de la juste valeur – acquisition de Spectra Energy	(270)	–	–
Intérêts capitalisés	(391)	(321)	(353)
	2 556	1 590	1 624

18. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Nos OMHS ont principalement trait à la mise hors service de pipelines, d'actifs d'énergie renouvelable, des obligations liées aux ententes de droit de passage et à des baux contractuels pour l'utilisation des terrains.

Le tableau ci-après présente le rapprochement des variations de nos OMHS :

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Obligations au début de l'exercice	232	198
Passifs acquis	546	–
Passifs engagés	–	2
Passifs réglés	(22)	(33)
Changement d'estimation	18	63
Écart de conversion	(12)	(5)
Charge de désactualisation	31	7
Obligations à la fin de l'exercice	793	232
Présentées comme suit :		
Comptes créditeurs et autres dettes	2	2
Autres passifs à long terme	791	230
	793	232

19. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le tableau ci-après présente de l'information supplémentaire sur les participations ne donnant pas le contrôle présentées dans nos états financiers consolidés de la situation financière.

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Enbridge Energy Management, L.L.C. ¹	34	36
Enbridge Energy Partners, L.P. ²	157	(99)
Enbridge Gas Distribution Inc. ³	100	100
Actifs d'énergie renouvelable ⁴	806	516
Spectra Energy Partners, LP ^{5,8}	5 385	–
Union Gas Limited ^{6,8}	110	–
Westcoast Energy Inc. ^{7,8}	1 005	–
Autres	–	24
	7 597	577

1 Représente 88,3 % des actions cotées d'Enbridge Energy Management, L.L.C. (« EEM ») que nous ne détenons pas aux 31 décembre 2017 et 2016.

2 Représente les participations de 68,2 % et de 80,2 % dans EEP détenues par le public ainsi que les participations de tiers dans les filiales d'EEP aux 31 décembre 2017 et 2016, respectivement.

3 Représente les 4 millions d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif d'EGD détenues par des tiers aux 31 décembre 2017 et 2016.

4 Représente les intérêts des participants aux capitaux propres bénéficiant d'un avantage fiscal dans les parcs éoliens Magic Valley, Wildcat, Keechi, New Creek et Chapman, qui sont comptabilisés au moyen de la méthode LVHC, ainsi qu'une participation ne donnant pas le contrôle de 20,0 % dans les parcs éoliens Magic Valley et Wildcat détenue par des tiers aux 31 décembre 2017 et 2016.

5 Représente la participation de 25,7 % dans les parts de SEP détenues par le public au 31 décembre 2017.

6 Représente les 4 millions d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif de Union Gas détenues par des tiers au 31 décembre 2017.

7 Représente les 16,6 millions d'actions privilégiées rachetables à dividende cumulatif et les 12 millions d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de Westcoast Energy Inc. détenues par des tiers au 31 décembre 2017 ainsi qu'une participation de 22,0 % dans Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, détenue par des tiers.

8 Représente des participations ne donnant pas le contrôle résultant de l'opération de fusion (note 7).

Enbridge Energy Partners, L.P.

Stratégie visant les sociétés dont la société est le promoteur aux États-Unis

Le 28 avril 2017, nous avons achevé l'examen stratégique d'EEP et pris les mesures décrites ci-après.

Par suite de ces mesures, nous avons comptabilisé une augmentation des participations ne donnant pas le contrôle de 458 M\$ comprenant l'écart de conversion et une diminution du surplus d'apport de 421 M\$, déduction faite des charges d'impôts reportés de 253 M\$.

Acquisition des actifs de Midcoast et opération de fermeture du capital de Midcoast Energy Partners, L.P.

Le 27 avril 2017, nous avons réalisé la fusion précédemment annoncée par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, par l'entremise de laquelle nous avons transformé MEP en société à capital fermé en nous portant acquéreurs de la totalité des parts ordinaires de MEP en circulation détenues dans le public, pour une contrepartie totale d'environ 170 M\$ US.

Le 28 juin 2017, par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, nous avons acquis la participation intégrale d'EEP dans l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de Midcoast pour une contrepartie au comptant de 1,3 G\$ US majorée du solde de la dette de MEP d'un montant de 953 M\$ US.

Par suite des opérations qui précèdent, nous détenons maintenant 100 % de l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de Midcoast.

Mesures de restructuration stratégique d'EEP

Le 27 avril 2017, EEP a racheté toutes les parts privilégiées de série 1 que nous détenons à leur valeur nominale de 1,2 G\$ US au moyen de l'émission de 64,3 millions de parts ordinaires de catégorie A en notre faveur. De plus, nous avons renoncé irrévocablement à tous les droits liés aux 66,1 millions de parts de catégorie D et aux 1 000 parts de distribution incitatives d'EEP que nous détenons, en échange de l'émission de 1 000 parts de catégorie F. Les porteurs des parts de catégorie F ont droit à i) 13 % de toutes les distributions en excédent de 0,295 \$ US par part d'EEP, mais n'excédant pas 0,35 \$ US par part d'EEP, et à ii) 23 % de toutes les distributions en excédent de 0,35 \$ US par part d'EEP. La renonciation irrévocable était en vigueur pour les distributions déclarées dont la date de clôture des registres est postérieure au 27 avril 2017. Dans le cadre de ces mesures de restructuration stratégique, EEP a réduit sa distribution trimestrielle pour la ramener de 0,583 \$ US la part à 0,35 \$ US par part. En outre, conjointement aux mesures de restructuration, EEP a résilié une convention d'achat de créances avec une structure d'accueil que nous détenons en propriété exclusive.

Conclusion d'une entente de financement conjoint du réseau pipeline Bakken

Le 27 avril 2017, nous avons conclu avec EEP une entente de financement conjoint pour le réseau pipeline Bakken, aux termes de laquelle nous détenons 75 % et EEP détient 25 % de la participation effective combinée de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken. Dans le cadre de cette entente, EEP conserve une option sur cinq ans lui permettant d'acquérir une participation supplémentaire de 20 % dans le réseau pipeline Bakken. À la conclusion de cette entente de financement conjoint, EEP a remboursé le solde impayé de 1,5 G\$ US aux termes de son entente de crédit avec nous sur laquelle elle avait prélevé des fonds pour financer l'achat initial.

Transfert de participation à Enbridge Energy Partners, L.P

Le 2 janvier 2015, nous avons transféré à EEP notre participation de 66,7 % dans le tronçon américain du pipeline Alberta Clipper, détenue par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, pour une contrepartie totalisant 1,1 G\$ (1 G\$ US) sous forme de parts de catégorie E émises à notre intention par EEP d'environ 814 M\$ (694 M\$ US) et du remboursement de dettes envers nous d'environ 359 M\$ (306 M\$ US). Avant le transfert, EEP détenait déjà la participation résiduelle de 33,3 % dans le tronçon américain du pipeline Alberta Clipper. À la suite de ce transfert, nous avons constaté une réduction des participations sans contrôle de 304 M\$, ainsi que des augmentations du surplus d'apport et des passifs d'impôts reportés de 218 M\$ et de 86 M\$, respectivement.

Autres

La convention de société d'EEP ne permet pas que des déficits de capitaux propres s'accumulent dans le compte de capital d'un commanditaire et exige donc que ces déficits fassent l'objet d'un « rétablissement » par l'attribution de soldes positifs de comptes de capital des autres commanditaires et du commandité, en général au prorata. De plus, tel qu'il est précisé dans la convention de société d'EEP, lorsque les comptes de capital d'un commanditaire ont un solde positif, ce commanditaire doit attribuer ses bénéfices au commandité pour lui rembourser toute attribution de « rétablissement » versée antérieurement. Par conséquent, le bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle aux états consolidés des résultats pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 a respectivement diminué de 73 M\$ et augmenté de 816 M\$ en raison de ces réaffectations.

Le 13 mars 2015, EEP a réalisé une émission de parts ordinaires en bourse. Notre participation à cette émission a été limitée au maintien de notre participation de commandité de 2 %. L'émission de parts ordinaires en bourse a donné lieu à des apports de 366 M\$ (289 M\$ US) des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE RACHETABLES

Le tableau ci-après présente des renseignements supplémentaires sur les participations ne donnant pas le contrôle rachetables comme elles sont présentées dans nos états consolidés de la situation financière :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Solde au début de l'exercice	3 392	2 141	2 249
Bénéfice (perte) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	175	268	(3)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts			
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	(21)	(17)	(7)
Autres éléments du résultat global des satellites	–	–	(12)
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	57	9	4
Variation de l'écart de conversion	(6)	(3)	18
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	30	(11)	3
Distributions aux porteurs de parts	(247)	(202)	(114)
Apports des porteurs de parts	1 178	591	670
Résorption de l'ajustement de la valeur de rachat cumulative attribuable aux parts privilégiées d'ECT	–	–	(541)
Perte de dilution, montant net	(169)	(81)	(482)
Ajustement de la valeur de rachat	(292)	686	359
Solde à la fin de l'exercice	4 067	3 392	2 141

Aux 31 décembre 2017, 2016 et 2015, les participations ne donnant pas le contrôle rachetables dans le fonds représentaient respectivement 56,5 %, 45,6 % et 40,7 % des participations dans les parts de fiducie du fonds détenues par des tiers.

Émissions d'actions ordinaires

Le tableau ci-après présente les opérations effectuées durant les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Émission d'actions ordinaires d'ENF ¹			
Produit brut provenant du public	575	575	700
Produit brut provenant d'Enbridge ²	143	143	174
Achat de parts de fiducie du fonds par ENF ^{1,3}			
Apports des porteurs des participations ne donnant pas le contrôle rachetables, déduction faite des frais d'émission des actions	552	551	670
Gain (perte) de dilution pour les participations ne donnant pas le contrôle rachetables	5	(4)	(355)
Gain (perte) de dilution pour le surplus d'apport	(5)	4	355
Achat par ECT de parts de catégorie A d'EIPLP ^{1,4}			
Produit utilisé par ECT pour acheter des parts de catégorie A d'EIPLP	718	718	874
Perte de dilution pour les participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(123)	(103)	(132)
Gain de dilution pour le surplus d'apport	123	103	132
Achat de parts de fiducie du fonds par ENF ⁵			
Apports des porteurs des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	51	40	–
Gain (perte) de dilution pour les participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(5)	(4)	–
Gain (perte) de dilution pour le surplus d'apport	5	4	–

1 Ces opérations ont eu lieu en décembre 2017, en avril 2016 et en novembre 2015.

2 Parallèlement aux placements publics, nous avons souscrit des actions ordinaires d'ENF par voie de placement privé afin de maintenir notre participation de 19,9 % dans ENF.

3 ENF a utilisé le produit de l'émission d'actions ordinaires pour acheter des parts de fiducie supplémentaires du fonds. Nous n'avons pas participé à ces placements, ce qui a donné lieu à l'augmentation des participations ne donnant pas le contrôle rachetables (de 53,6 % à 56,5 % en 2017; de 40,7 % à 45,6 % en 2016; de 34,3 % à 40,7 % en 2015).

4 Le fonds a utilisé une partie du produit de l'émission de parts de fiducie pour acheter des actions ordinaires supplémentaires d'ECT, et ECT a utilisé le produit pour acheter des parts de catégorie A d'EIPLP, ce qui a entraîné des pertes de dilution pour ECT. Ces pertes de dilution ont donné lieu à des pertes de dilution pour la participation du fonds dans ECT et aux gains (pertes) de dilution mentionnés ci-dessus pour les participations ne donnant pas le contrôle rachetables et pour le surplus d'apport.

5 Pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, ENF a utilisé des fonds provenant de dividendes réinvestis et du paiement d'options sur actions dans le cadre de son régime de réinvestissement de dividendes pour acheter 1,6 million, 1,3 million et néant parts de fiducie du fonds, respectivement, pour le compte du public.

Outre ce qui précède, Enbridge et ENF ont complété le placement secondaire d'actions ordinaires d'ENF pour un produit brut de 575 M\$ (le « placement secondaire »). Pour procéder au placement secondaire, nous avons échangé 21 657 617 parts du fonds que nous détenions contre un nombre équivalent d'actions ordinaires d'ENF. Afin de maintenir notre participation de 19,9 % dans ENF, nous avons conservé 4 309 867 des actions ordinaires que nous avons reçues dans le cadre de l'échange, et vendu les autres par l'intermédiaire du placement secondaire. À la clôture du placement secondaire, notre participation économique totale dans ENF est passée de 86,9 % à 84,6 %, et nos participations ne donnant pas le contrôle rachetables sont passées de 45,6 % à 53,7 %. À la suite du placement secondaire, nous avons comptabilisé une perte de dilution pour les participations ne donnant pas le contrôle rachetables de 87 M\$ et un gain de dilution pour le surplus d'apport de 87 M\$.

Plan de restructuration des activités canadiennes

En septembre 2015, le nombre de parts du fonds que nous détenions a augmenté à la conclusion du plan de restructuration des activités canadiennes (note 1), ce qui a entraîné une diminution des participations ne donnant pas le contrôle rachetables.

À la conclusion du plan de restructuration des activités canadiennes, ECT, un placement en titres de capitaux propres du fonds, a reclassé ses parts privilégiées des capitaux propres au passif. Par conséquent, ECT a réduit la valeur de rachat constatée de ses parts privilégiées à leur valeur nominale globale, ce qui a donné lieu à une hausse du placement en titres de capitaux propres du fonds dans ECT et à un ajustement des participations ne donnant pas le contrôle rachetables d'environ 541 M\$.

Par suite du plan de restructuration des activités canadiennes, EIPLP, une participation indirecte dans un satellite du fonds, a émis à l'intention d'Enbridge des droits de participation spéciaux ouvrant droit aux distributions sur les droits à des distributions liées au rendement temporaires (les « DDRT »). Des distributions sur les DDRT sont versées, sous forme de parts de catégorie D, lorsque le taux de distribution du fonds est supérieur à la cible de distribution. Les porteurs des parts de catégorie D reçoivent chaque mois une distribution égale au montant par part payé sur les parts de catégorie C d'EIPLP; cette distribution est cependant versée en nature sous forme de parts de catégorie D additionnelles. Les attributions de DDRT et les parts additionnelles de catégorie D ont donné lieu à des gains de dilution sur la participation indirecte dans un satellite du fonds d'EIPLP ainsi qu'à des gains de dilution pour les participations ne donnant pas le contrôle rachetables de 41 M\$, 30 M\$ et 5 M\$, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, des pertes de dilution compensatoires ayant été imputées au surplus d'apport.

20. CAPITAL-ACTIONS

Notre capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale et d'un nombre illimité d'actions privilégiées.

ACTIONS ORDINAIRES

31 décembre	2017		2016		2015	
	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions ordinaires en millions)</i>						
Solde au début de l'exercice	943	10 492	868	7 391	852	6 669
Émission d'actions ordinaires ¹	33	1 500	56	2 241	–	–
Émission d'actions ordinaires dans le cadre de l'opération de fusion (note 7)	691	37 429	–	–	–	–
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	25	1 226	16	795	12	646
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	3	90	3	65	4	76
Solde à la fin de l'exercice	1 695	50 737	943	10 492	868	7 391

¹ Produit brut de 1,5 G\$, 2,3 G\$ et néant, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015; frais d'émission nets de néant, 59 M\$ et néant, respectivement, pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

31 décembre	2017		2016		2015	
	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
<i>(en millions de dollars canadiens; nombre d'actions privilégiées en millions)</i>						
Actions privilégiées, série A	5	125	5	125	5	125
Actions privilégiées, série B	18	457	20	500	20	500
Actions privilégiées, série C	2	43	–	–	–	–
Actions privilégiées, série D	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série F	20	500	20	500	20	500
Actions privilégiées, série H	14	350	14	350	14	350
Actions privilégiées, série J	8	199	8	199	8	199
Actions privilégiées, série L	16	411	16	411	16	411
Actions privilégiées, série N	18	450	18	450	18	450
Actions privilégiées, série P	16	400	16	400	16	400
Actions privilégiées, série R	16	400	16	400	16	400
Actions privilégiées, série 1	16	411	16	411	16	411
Actions privilégiées, série 3	24	600	24	600	24	600
Actions privilégiées, série 5	8	206	8	206	8	206
Actions privilégiées, série 7	10	250	10	250	10	250
Actions privilégiées, série 9	11	275	11	275	11	275
Actions privilégiées, série 11	20	500	20	500	20	500
Actions privilégiées, série 13	14	350	14	350	14	350
Actions privilégiées, série 15	11	275	11	275	11	275
Actions privilégiées, série 17	30	750	30	750	–	–
Actions privilégiées, série 19	20	500	–	–	–	–
Frais d'émission		(155)		(147)		(137)
Solde à la fin de l'exercice		7 747		7 255		6 515

Les caractéristiques des actions privilégiées sont les suivantes :

	Rendement initial	Dividende ¹	Valeur de rachat de base par action ²	Date d'option de rachat et de conversion ^{2, 3}	Droit de conversion ^{3, 4}
<i>(Sauf indication contraire, les montants sont en dollars canadiens)</i>					
Actions privilégiées, série A	5,50 %	1,37500 \$	25 \$	–	–
Actions privilégiées, série B ⁵	3,42 %	0,85360 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série C
	Taux des bons du Trésor à 3 mois majoré de 2,40 %				
Actions privilégiées, série C ⁵	4,00 %	–	25 \$	1 ^{er} juin 2022	Série B
Actions privilégiées, série D ⁶	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2018	Série E
Actions privilégiées, série F	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2018	Série G
Actions privilégiées, série H	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2018	Série I
Actions privilégiées, série J ⁷	4,89 %	1,22160 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2022	Série K
Actions privilégiées, série L ⁷	4,96 %	1,23972 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} septembre 2022	Série M
Actions privilégiées, série N	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2018	Série O
Actions privilégiées, série P	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2019	Série Q
Actions privilégiées, série R	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2019	Série S
Actions privilégiées, série 1	4,00 %	1,00000 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} juin 2018	Série 2
Actions privilégiées, série 3	4,00 %	1,00000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2019	Série 4
Actions privilégiées, série 5	4,40 %	1,10000 \$ US	25 \$ US	1 ^{er} mars 2019	Série 6
Actions privilégiées, série 7	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2019	Série 8
Actions privilégiées, série 9	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} décembre 2019	Série 10
Actions privilégiées, série 11	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2020	Série 12
Actions privilégiées, série 13	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} juin 2020	Série 14
Actions privilégiées, série 15	4,40 %	1,10000 \$	25 \$	1 ^{er} septembre 2020	Série 16
Actions privilégiées, série 17	5,15 %	1,28750 \$	25 \$	1 ^{er} mars 2022	Série 18
Actions privilégiées, série 19	4,90 %	1,22500 \$	25 \$	1 ^{er} 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 1^{er} juin 2017, 1 730 188 actions privilégiées de série B à taux fixe ont été converties en actions privilégiées de série C à taux variable en fonction des choix faits par les porteurs d'actions privilégiées aux termes des actions privilégiées de série B. Le montant du dividende trimestriel des actions privilégiées de série B a été réduit à 0,21340 \$, contre 0,25000 au 1^{er} juin 2017, en raison du rajustement du taux du dividende annuel devant être effectué tous les cinq ans après la date d'émission des actions privilégiées de série B. Le montant du dividende trimestriel des actions privilégiées de série C a été fixé à 0,18600 \$ le 1^{er} juin 2017, à 0,19571 \$ le 1^{er} septembre 2017 et à 0,20342 \$ le 1^{er} décembre 2017, ce montant devant être rajusté chaque trimestre après l'émission des actions visées.
- 6 Le 30 janvier 2018, nous avons annoncé que nous ne comptons pas exercer notre droit de racheter nos actions privilégiées de série D le 1^{er} mars 2018. Par conséquent, les porteurs de ces actions avaient le droit, jusqu'au 14 février 2018, de convertir une partie ou la totalité de leurs actions privilégiées de catégorie D à taux fixe en actions privilégiées de série E à taux variable, à raison d'une pour une. En date du 14 février 2018, moins de 1 000 000 des actions privilégiées de série D requises pour effectuer la conversion en actions privilégiées de série E ont été remises aux fins de conversion. Par conséquent aucune action privilégiée de série D en circulation ne sera convertie en action privilégiée de série E le 1^{er} mars 2018. Toutefois, 1^{er} mars 2018 le montant du dividende trimestriel sur les actions privilégiées de série D en circulation sera relevé et passera de 0,25000 \$ à 0,27875 \$ en raison du rajustement du taux du dividende annuel devant être effectué tous les cinq ans après la date d'émission des actions privilégiées de série D.
- 7 Aucune action privilégiée de série J ou de série L n'avait été convertie aux dates d'option de conversion du 1^{er} juin 2017 et du 1^{er} septembre 2017, respectivement. Toutefois, le montant trimestriel du dividende des actions privilégiées de série J et de série L a été ajusté et porté à 0,30540 \$ US, contre 0,25000 \$ US, le 1^{er} juin 2017, et à 0,30993 \$ US, contre 0,25000 \$ US le 1^{er} septembre 2017, respectivement, en raison du rajustement du taux du dividende annuel devant être effectué tous les cinq ans après la date d'émission des actions de série J et de série L.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DE DIVIDENDES ET D'ACHAT D' ACTIONS

En vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions, les actionnaires inscrits peuvent réinvestir des dividendes dans nos actions ordinaires en plus de verser facultativement des montants en espèces pour acheter d'autres actions ordinaires, sans aucuns frais de courtage ni autres frais. Les membres du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions reçoivent un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires au moyen des dividendes réinvestis. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, le total des dividendes payés s'établissait à 3,5 G\$ et à 1,9 G\$, respectivement, dont une tranche de 2,3 G\$ et de 1,2 G\$, a été versée en trésorerie et comptabilisée dans les activités de financement. La tranche résiduelle de 1,2 G\$ et de 795 M\$, respectivement, des dividendes payés a été réinvestie conformément au régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions, ce qui a donné lieu à l'émission d'actions ordinaires plutôt qu'à un paiement en trésorerie. Outre les montants versés en trésorerie et pris en compte dans les activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, des dividendes de 414 M\$ ont été déclarés à l'intention des actionnaires de Spectra Energy avant l'opération de fusion et leur ont été payés après cette opération de fusion.

RÉGIME DE DROITS DES ACTIONNAIRES

Nous offrons un régime de droits des actionnaires visant à encourager le traitement juste et équitable de ces derniers dans le contexte d'une offre publique d'achat éventuelle nous visant. Les droits émis en vertu du régime peuvent être exercés lorsqu'une personne ou une partie qui lui est liée acquiert ou annonce son intention d'acquérir 20 % ou plus de nos actions ordinaires en circulation sans se conformer à certaines dispositions du régime de droits ou sans l'approbation de notre conseil d'administration. S'il y a acquisition, chaque porteur de droits, à l'exception de la personne qui fait l'acquisition et des parties qui lui sont liées, aura le droit d'acheter nos actions ordinaires avec escompte de 50 % par rapport au prix coté sur le marché à cette date.

21. RÉGIMES D'OPTIONS SUR ACTIONS ET D'UNITÉS D' ACTIONS

Nous offrons quatre régimes de rémunération incitative à long terme : le régime OAAI, le régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement (« OAAR »), le régime d'unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR ») et le régime UAR. Un nombre maximal de 60 millions d'actions ordinaires a été réservé pour émission aux termes du régime OAAI de 2002, dont 50 millions ont été émises jusqu'à maintenant. Une autre tranche de 71 millions d'actions ordinaires a été réservée pour émission dans le cadre des régimes OAAI et OAAR de 2007, dont 16 millions ont été émises à ce jour. En vertu du régime UAFR et du régime UAR, la société attribue des unités fictives comme s'il s'agissait d'actions ordinaires d'Enbridge; ces unités sont payées comptant.

Avant l'opération de fusion, Spectra Energy avait un régime incitatif à long terme prévoyant l'octroi d'options sur actions, d'attributions d'actions et d'unités restreintes et non restreintes, et d'autres attributions fondées sur des actions. Une fois l'opération de fusion terminée, Enbridge a remplacé les attributions fondées sur des actions de Spectra par des attributions qui seront réglées en actions d'Enbridge, et les attributions fictives réglées au comptant de Spectra Energy ont été incluses dans la juste valeur des actifs nets acquis (*note 7*).

La charge de rémunération à base d'actions comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 a respectivement totalisé 165 M\$, 130 M\$ et 97 M\$. L'information à présenter sur les activités et les hypothèses concernant les régimes de rémunération à base d'actions importants figurent ci-après.

OPTIONS D'ACHAT D' ACTIONS INCITATIVES

Nous attribuons à des salariés clés des OAAI visant l'achat d'actions ordinaires et pouvant être exercées au prix coté sur le marché à la date d'attribution. Les droits rattachés aux OAAI s'acquièrent en tranches annuelles égales sur quatre ans et les options échoient dix ans après leur date d'attribution.

31 décembre 2017	Nombre	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
<i>(nombre d'options en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>				
Options en cours au début de l'exercice	32 909	42,51		
Options attribuées	5 995	55,72		
Options exercées ¹	(3 350)	32,65		
Options annulées ou échues	(1 188)	53,23		
Options en cours à la fin de l'exercice	34 366	45,41	6,1	271
Options acquises à la fin de l'exercice ²	20 403	40,89	4,7	228

1 La valeur intrinsèque totale des OAAI exercées pendant les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 s'est respectivement élevée à 62 M\$, à 123 M\$ et à 126 M\$, et la trésorerie reçue à l'exercice d'options a respectivement atteint 17 M\$, 37 M\$ et 43 M\$.

2 La juste valeur totale des options acquises au cours des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 aux termes du régime OAAI s'est respectivement élevée à 44 M\$, 36 M\$ et 34 M\$.

Les hypothèses moyennes pondérées qui ont servi à établir la juste valeur des OAAI attribuées au moyen du modèle d'évaluation d'options de Black-Scholes-Merton sont présentées dans le tableau suivant :

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Juste valeur, par option (en dollars canadiens) ¹	6,00	7,37	6,48
Hypothèses servant à l'évaluation			
Durée prévue des options (en années) ²	5	5	5
Volatilité prévue ³	20,4 %	25,1 %	19,9 %
Taux de rendement prévu de l'action ⁴	4,2 %	4,4 %	3,2 %
Taux d'intérêt sans risque ⁵	1,2 %	0,8 %	0,9 %

1 Les options attribuées aux salariés aux États-Unis sont liées aux cours à la Bourse de New York. La valeur des options et les hypothèses indiquées se fondent sur la moyenne pondérée des options attribuées aux États-Unis et de celles attribuées au Canada. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, les justes valeurs par option se sont établies respectivement à 5,66 \$, à 7,01 \$ et à 6,22 \$ pour les salariés au Canada et à 5,72 \$ US, à 6,60 \$ US et à 6,16 \$ US pour les salariés aux États-Unis.

2 La durée prévue de l'option est de six ans en fonction de l'expérience passée relativement à l'exercice d'options et de trois ans pour les salariés admissibles à la retraite.

3 La volatilité prévue est établie d'après la volatilité quotidienne historique du cours de l'action et d'après la volatilité implicite et observable de la valeur des options d'achat peu avant la date d'attribution.

4 Le rendement prévu de l'action correspond au dividende annuel courant à la date d'attribution divisé par le cours de l'action en vigueur.

5 Le taux d'intérêt sans risque est fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada et sur le rendement des bons du Trésor des États-Unis.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des OAAI pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 s'est respectivement établie à 40 M\$, à 43 M\$ et à 35 M\$. Au 31 décembre 2017, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution de la rémunération à base d'actions, mais dont les droits n'étaient pas encore acquis aux termes du régime OAAI, s'établissait à 47 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative de deux ans.

UNITÉS D' ACTIONS RESTREINTES

Nous offrons un régime d'UAR aux termes duquel certains de nos salariés non dirigeants reçoivent des attributions en espèces après une période de 35 mois. Les détenteurs d'UAR reçoivent un montant en espèces correspondant au cours moyen pondéré des actions pendant les 20 jours précédant l'échéance de l'attribution, multiplié par le nombre d'unités en cours à la date d'échéance.

31 décembre 2017	Nombre	Durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle (en années)	Valeur intrinsèque totale
<i>(unités en milliers; valeur intrinsèque en millions de dollars canadiens)</i>			
Unités en circulation au début de l'exercice	1 854		
Unités attribuées	741		
Unités annulées	(186)		
Unités arrivées à échéance ¹	(839)		
Réinvestissement de dividendes	123		
Unités en circulation à la fin de l'exercice	1 693	1,4	83

¹ Le montant total payé au cours des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 au titre des UAR s'est respectivement élevé à 39 M\$, à 56 M\$ et à 45 M\$.

La charge de rémunération inscrite à l'égard des UAR pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 s'est respectivement établie à 46 M\$, à 51 M\$ et à 47 M\$. Au 31 décembre 2017, la charge de rémunération non comptabilisée relative à l'attribution d'unités, mais dont les droits ne sont pas encore acquis dans le cadre du régime UAR, s'établissait à 48 M\$. Cette charge devrait être intégralement comptabilisée sur une période moyenne pondérée d'une durée estimative de un an.

22. COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Les tableaux qui suivent présentent les variations du cumul des autres éléments du résultat global attribuables à nos porteurs d'actions ordinaires pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015 :

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortis- sement des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2017	(746)	(629)	2 700	37	(304)	1 058
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	1	478	(2 623)	(11)	18	(2 137)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	207	–	–	–	–	207
Contrats sur marchandises ²	(7)	–	–	–	–	(7)
Contrats de change ³	(6)	–	–	–	–	(6)
Autres contrats ⁴	(6)	–	–	–	–	(6)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	–	–	–	–	41	41
	189	478	(2 623)	(11)	59	(1 908)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(16)	12	–	(16)	(10)	(30)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(71)	–	–	–	(22)	(93)
	(87)	12	–	(16)	(32)	(123)
Solde au 31 décembre 2017	(644)	(139)	77	10	(277)	(973)

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortis- sement des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2016	(688)	(795)	3 365	37	(287)	1 632
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(216)	171	(665)	(5)	(45)	(760)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	147	–	–	–	–	147
Contrats sur marchandises ²	(11)	–	–	–	–	(11)
Contrats de change ³	1	–	–	–	–	1
Autres contrats ⁴	(18)	–	–	–	–	(18)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	–	–	–	–	21	21
	(97)	171	(665)	(5)	(24)	(620)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	91	(5)	–	5	11	102
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(52)	–	–	–	(4)	(56)
	39	(5)	–	5	7	46
Solde au 31 décembre 2016	(746)	(629)	2 700	37	(304)	1 058

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortis- sement des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2015	(488)	108	309	(5)	(359)	(435)
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	73	(952)	3 056	47	65	2 289
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	(34)	—	—	—	—	(34)
Contrats sur marchandises ²	(11)	—	—	—	—	(11)
Contrats de change ³	7	—	—	—	—	7
Autres contrats ⁴	26	—	—	—	—	26
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	32	32
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice des couvertures de flux de trésorerie décomptabilisées	(338)	—	—	—	—	(338)
	(277)	(952)	3 056	47	97	1 971
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(29)	49	—	(5)	(14)	1
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	15	—	—	—	(11)	4
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice des couvertures de flux de trésorerie décomptabilisées	91	—	—	—	—	91
	77	49	—	(5)	(25)	96
Solde au 31 décembre 2015	(688)	(795)	3 365	37	(287)	1 632

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

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

3 Montant comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

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

5 Ces composantes sont comprises dans le calcul du montant net des prestations et sont constatées au poste « Exploitation et administration » dans les charges, aux états consolidés des résultats.

23. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

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

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

Risque de change

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

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

Risque de taux d'intérêt

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

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

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

Nous surveillons aussi la proportion relative de nos emprunts à taux fixe et à taux variable pour garder la dette consolidée dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil d'administration, à savoir des emprunts à taux variable représentant au maximum 25 % du total de la dette en cours. En date du 1^{er} janvier 2018, le conseil d'administration a approuvé une nouvelle politique qui a porté à 30 % le maximum que les titres de créance à taux variable peuvent représenter dans le total de la dette en cours. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt.

Risque lié au prix des marchandises

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de nos participations dans certains actifs et placements et des activités que réalisent nos filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les LGN. Nous avons recours à des instruments dérivés financiers et physiques pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable résultant d'opérations physiques visant ces marchandises. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés non admissibles pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

Risque lié au prix des quotas d'émission

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

Risque sur le cours des actions

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

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

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

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

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

31 décembre 2016	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement net	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Comptes débiteurs et autres créances						
Contrats de change	101	3	5	109	(103)	6
Contrats de taux d'intérêt	3	–	–	3	(3)	–
Contrats sur marchandises	9	–	232	241	(125)	116
	113	3	237	353	(231)	122
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	1	3	69	73	(72)	1
Contrats de taux d'intérêt	8	–	–	8	(6)	2
Contrats sur marchandises	7	–	61	68	(22)	46
Autres contrats	1	–	1	2	–	2
	17	3	131	151	(100)	51
Comptes créditeurs et autres dettes						
Contrats de change	–	(268)	(727)	(995)	103	(892)
Contrats de taux d'intérêt	(452)	–	(131)	(583)	3	(580)
Contrats sur marchandises	–	–	(359)	(359)	125	(234)
Autres contrats	(1)	–	(3)	(4)	–	(4)
	(453)	(268)	(1 220)	(1 941)	231	(1 710)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	–	(68)	(1 961)	(2 029)	72	(1 957)
Contrats de taux d'intérêt	(268)	–	(205)	(473)	6	(467)
Contrats sur marchandises	–	–	(211)	(211)	22	(189)
	(268)	(68)	(2 377)	(2 713)	100	(2 613)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	102	(330)	(2 614)	(2 842)	–	(2 842)
Contrats de taux d'intérêt	(709)	–	(336)	(1 045)	–	(1 045)
Contrats sur marchandises	16	–	(277)	(261)	–	(261)
Autres contrats	–	–	(2)	(2)	–	(2)
	(591)	(330)	(3 229)	(4 150)	–	(4 150)

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

Aux 31 décembre	2017					2016	Total
	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	755	2	2	–	–	–	997
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	4 478	3 246	3 258	1 689	1 676	1 820	13 591
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – achat <i>(en millions de livres sterling)</i>	18	–	–	–	–	–	97
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	–	89	25	27	28	149	285
Contrats de change – contrats à terme en euros – achat <i>(en millions d'euros)</i>	280	375	–	–	–	–	–
Contrats de change – contrats à terme en euros – vente <i>(en millions d'euros)</i>	–	–	35	169	169	889	–
Contrats de change – contrats à terme en yens – achat <i>(en millions de yens)</i>	–	32 662	–	–	20 000	–	32 662
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	4 950	1 585	215	95	91	202	14 008
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à recevoir à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	1 522	1 018	822	433	349	52	–
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	4 007	957	438	–	–	–	7 509
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	45	37	8	–	–	–	88
Contrats sur marchandises – gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	(59)	(69)	(20)	(10)	(1)	–	(161)
Contrats sur marchandises – pétrole brut <i>(en millions de barils)</i>	(3)	–	–	–	–	–	(20)
Contrats sur marchandises – LGN <i>(en millions de barils)</i>	(12)	–	–	–	–	–	(14)
Contrats sur marchandises – électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	42	51	55	(3)	(43)	(43) ¹	(4) ²

1 En date du 31 décembre 2017, ces contrats visaient en moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité de (43) MWh pour 2023 à 2025.

2 En date du 31 décembre 2016, ces contrats visaient en moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité de (4) MWh pour 2017 à 2025, la valeur maximale étant 40 MWh et la valeur minimale, (43) MWh.

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

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

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Montant des gains (pertes) non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			
Couvertures de flux de trésorerie			
Contrats de change	(5)	(19)	77
Contrats de taux d'intérêt	6	(90)	(275)
Contrats sur marchandises	11	14	9
Autres contrats	1	39	(47)
Couvertures d'investissement net			
Contrats de change	284	22	(248)
	297	(34)	(484)
Montant des (gains) pertes reclassées du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie efficace)</i>			
Contrats de change ¹	(104)	2	9
Contrats de taux d'intérêt ^{2,3}	388	145	128
Contrats sur marchandises ⁴	(9)	(12)	(46)
Autres contrats ⁵	8	(29)	28
	283	106	119
Annulation de la désignation de couvertures admissibles dans le cadre du plan de restructuration des activités canadiennes			
Contrats de taux d'intérêt ²	–	–	338
	–	–	338
Montant des (gains) pertes reclassées du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie inefficace et montant exclu du test d'efficacité)</i>			
Contrats de taux d'intérêt ^{2,3}	(4)	61	21
Contrats sur marchandises ⁴	–	–	5
	(4)	61	26

1 Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et au poste « Autres produits (charges) » dans les charges aux états consolidés des résultats.

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

3 Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, comprend le règlement d'une perte de 296 M\$ relative à la résiliation de swaps de taux d'intérêt à long terme étant donné que l'émission de titres de créance à long terme est peu probable.

4 Comptabilisés aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

5 Comptabilisés au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Nous estimons qu'une perte de 38 M\$ comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie sera reclassée au résultat net dans les 12 prochains mois. Les montants réels reclassés au résultat net dépendront des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises en vigueur au moment où les contrats dérivés en cours viendront à échéance. Au 31 décembre 2017, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de 36 mois pour toutes les opérations qui étaient prévues.

Dérivés à la juste valeur

Pour les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui sont conçus et admissibles comme couvertures de la juste valeur, le gain ou la perte sur le dérivé de même que la perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert sont inscrits au poste « Charge d'intérêts » des états consolidés des résultats. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, nous avons comptabilisé en résultat une perte non réalisée de 10 M\$ et de néant, respectivement, sur le dérivé et un gain non réalisé de 11 M\$ et de néant, respectivement, sur l'élément couvert. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, nous avons comptabilisé en résultat un gain réalisé de 2 M\$ et de néant, respectivement, sur le

dérivé et une perte réalisée de 2 M\$ et de néant, respectivement, sur l'élément couvert. La différence entre les montants, le cas échéant, représente l'inefficacité de couverture.

Dérivés non admissibles

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

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Contrats de change ¹	1 284	935	(2 187)
Contrats de taux d'intérêt ²	157	73	(363)
Contrats sur marchandises ³	(199)	(508)	199
Autres contrats ⁴	-	9	(22)
Total des gains (pertes) non réalisés liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	1 242	509	(2 373)

1 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (gain de 800 M\$ en 2017; gain de 497 M\$ en 2016; perte de 1 383 M\$ en 2015) et au poste « Autres produits (charges) » (gain de 484 M\$ en 2017; gain de 438 M\$ en 2016; perte de 804 M\$ en 2015) aux états consolidés des résultats.

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

3 Pour les exercices indiqués, comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits (perte de 104 M\$ en 2017; perte de 52 M\$ en 2016; gain de 328 M\$ en 2015), au poste « Ventes de marchandises » (gain de 90 M\$ en 2017; perte de 474 M\$ en 2016; perte de 226 M\$ en 2015), au poste « Coûts des marchandises » (perte de 223 M\$ en 2017; gain de 38 M\$ en 2016; gain de 99 M\$ en 2015) et au poste « Exploitation et administration » (gain de 38 M\$ en 2017; perte de 20 M\$ en 2016; perte de 2 M\$ en 2015) dans les charges aux états consolidés des résultats.

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

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité représente le risque que nous ne puissions honorer nos obligations financières, y compris les engagements et les garanties, lorsque celles-ci deviennent exigibles. Afin d'atténuer ce risque, nous prévoyons nos besoins en trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer si nous disposerons des fonds nécessaires et conservons des liquidités disponibles substantielles aux termes de nos marges de crédit bancaires engagées pour parer aux éventualités. Nos principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit engagées, ainsi que la dette à long terme, qui comprend des débetures et des billets à moyen terme. Nous maintenons également à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui nous permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, nous nous assurons de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui nous permettent de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. Nous respectons toutes les modalités de nos ententes de facilités de crédit engagées et de nos conventions d'emprunts à terme au 31 décembre 2017. Par conséquent, nous avons accès à toutes nos facilités de crédit, et les banques sont tenues de nous accorder du financement aux termes de celles-ci.

RISQUE DE CRÉDIT

Conclure des instruments dérivés peut également donner lieu à un risque de crédit. Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Pour atténuer ce risque, nous concluons des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions dont la notation de crédit est élevée. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de conventions de compensation et du suivi constant du risque des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques.

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

31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	82	39
Institutions financières aux États-Unis	19	179
Institutions financières en Europe	145	106
Institutions financières en Asie	2	1
Autres ¹	137	162
	385	487

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

Au 31 décembre 2017, nous avons fourni des lettres de crédit totalisant néant tenant lieu de garantie en trésorerie à nos contreparties aux termes de contrats de l'ISDA. Nous ne détenons aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés aux 31 décembre 2017 et 2016.

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

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, d'évaluations de la notation et de conventions de compensation. Au sein d'EGD et de Union Gas, le risque de crédit est atténué par le fait que ces services publics comptent une clientèle nombreuse et diversifiée et qu'ils peuvent recouvrer un montant estimatif des créances douteuses par la voie de la tarification. Nous surveillons activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, nous obtenons des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, nous constituons une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 20 jours et les classons dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal lié aux actifs financiers non dérivés correspond à leur valeur comptable.

ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR

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

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Niveau 1

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

Niveau 2

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

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

Niveau 3

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

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

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

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

31 décembre 2016	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	–	109	–	109
Contrats de taux d'intérêt	–	3	–	3
Contrats sur marchandises	2	86	153	241
	2	198	153	353
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	–	73	–	73
Contrats de taux d'intérêt	–	8	–	8
Contrats sur marchandises	–	43	25	68
Autres contrats	–	2	–	2
	–	126	25	151
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	–	(995)	–	(995)
Contrats de taux d'intérêt	–	(583)	–	(583)
Contrats sur marchandises	(12)	(75)	(272)	(359)
Autres contrats	–	(4)	–	(4)
	(12)	(1 657)	(272)	(1 941)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	–	(2 029)	–	(2 029)
Contrats de taux d'intérêt	–	(473)	–	(473)
Contrats sur marchandises	–	(10)	(201)	(211)
	–	(2 512)	(201)	(2 713)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	–	(2 842)	–	(2 842)
Contrats de taux d'intérêt	–	(1 045)	–	(1 045)
Contrats sur marchandises	(10)	44	(295)	(261)
Autres contrats	–	(2)	–	(2)
	(10)	(3 845)	(295)	(4 150)

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

31 décembre 2017	Juste valeur	Données non observables	Prix/ volatilité minimum	Prix/ volatilité maximum	Prix/ volatilité moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises – financiers¹						
Gaz naturel	(1)	Prix à terme du gaz	2,67	5,52	3,38	dollars par MBTU ³
Pétrole brut	(4)	Prix à terme du brut	43,76	65,60	51,03	dollars par baril
LGN	(12)	Prix à terme des LGN	0,30	1,83	1,32	dollars par gallon
Électricité	(110)	Prix à terme de l'électricité	15,39	71,41	50,72	dollars par MWh
Contrats sur marchandises – avec livraison physique¹						
Gaz naturel	(114)	Prix à terme du gaz	2,51	7,57	2,93	dollars par MBTU ³
Pétrole brut	(148)	Prix à terme du brut	34,38	80,56	69,01	dollars par baril
LGN	3	Prix à terme des LGN	0,28	1,94	0,93	dollars par gallon
Options sur marchandises²						
Pétrole brut	(1)	Volatilité des options	15 %	24 %	22 %	
Électricité	–	Volatilité des options	29 %	55 %	35 %	
	(387)					

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

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

³ Un million de British Thermal Units (« MBTU »).

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

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

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des actifs (passifs) dérivés de niveau 3 au début de la période	(295)	54
Total des gains (pertes)		
Compris dans le résultat ¹	(184)	(113)
Compris dans les autres éléments du résultat global	4	3
Règlements	88	(239)
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(387)	(295)

¹ Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Nous avons pour politique de comptabiliser les transferts au dernier jour de la période. Il n'y a eu aucun transfert d'un niveau à un autre aux 31 décembre 2017 et 2016.

JUSTE VALEUR D'AUTRES INSTRUMENTS FINANCIERS

Nos autres placements à long terme dans d'autres entités qui n'ont pas de prix cotés sur un marché actif sont comptabilisés au coût. La valeur comptable de l'ensemble des autres placements à long terme comptabilisés au coût totalisait respectivement 99 M\$ et 110 M\$ aux 31 décembre 2017 et 2016.

Nous avons des investissements à long terme soumis à des restrictions détenus en fiducie totalisant respectivement 267 M\$ et 90 M\$ aux 31 décembre 2017 et 2016 qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

Nous détenons un placement dans des actions privilégiées détenu jusqu'à l'échéance que nous comptabilisons à son coût amorti de 371 M\$ et de 355 M\$, respectivement, aux 31 décembre 2017 et 2016. Ces actions privilégiées donnent droit à un dividende privilégié cumulatif fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans, majoré de 4,38 %. Aux 31 décembre 2017 et 2016, la juste valeur de ce placement dans des actions privilégiées avoisinait sa valeur nominale de 580 M\$.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, la valeur comptable de notre dette à long terme était respectivement de 64 G\$ et de 40,8 G\$ (avant les frais d'émission de la dette) et sa juste valeur était respectivement de 67,4 G\$ et de 43,9 G\$. Nous avons également des billets à recevoir à long terme constatés à leur valeur comptable au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière. Aux 31 décembre 2017 et 2016, les billets à recevoir à long terme avaient une valeur comptable respective de 89 M\$ et de néant, et une juste valeur respective de 89 M\$ et de néant.

COUVERTURES DES INVESTISSEMENTS NETS

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

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, nous avons constaté un gain de change non réalisé à la conversion de la dette libellée en dollars US de 367 M\$ et de 121 M\$, respectivement, et un gain non réalisé sur la variation de la juste valeur de nos contrats de change à terme en vigueur de

286 M\$ et de 21 M\$, respectivement, dans les autres éléments du résultat global. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global une perte réalisée de 198 M\$ et un gain réalisé de 3 M\$ relativement au règlement des contrats de change à terme ainsi qu'un gain réalisé de 23 M\$ et de 26 M\$, respectivement, relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains, instruments qui étaient arrivés à échéance durant la période. Il n'y a eu aucune inefficacité durant les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016.

24. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

RAPPROCHEMENT DES TAUX D'IMPOSITION

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Bénéfice avant impôts	569	2 451	11
Taux d'imposition réglementaire fédéral du Canada	15 %	15 %	15 %
Impôts prévus au taux réglementaire fédéral	85	368	2
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :			
Impôts des provinces et des États sur les bénéfices ¹	133	34	(204)
Écarts des taux réglementaires et des taux d'imposition à l'étranger	(601)	(56)	310
Incidence de la réforme fiscale américaine ²	(2 045)	—	—
Incidences du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés	(189)	(116)	(52)
Montant déductible des frais d'intérêts à l'étranger	(124)	(107)	(84)
Impôt de la partie VI.1, moins la déduction pour l'impôt de la partie I	68	56	55
Réduction de valeur de l'écart d'acquisition ³	15	—	—
Cession d'un placement intersociétés ⁴	—	6	23
Partie non imposable du gain à la vente d'un placement à une partie non liée ⁵	—	(61)	—
Provision pour moins-value ⁶	(17)	22	154
Placement intersociétés dans EIPLP ⁷	77	—	—
Participations ne donnant pas le contrôle	(80)	(15)	(28)
Autres ⁸	(19)	11	(6)
(Économie) charge d'impôts	(2 697)	142	170
Taux d'imposition effectif	(474,0) %	5,8 %	1 545,5 %

1 La variation des impôts des provinces et des États entre 2016 et 2017 reflète l'augmentation des bénéfices tirés des activités canadiennes et l'incidence de la réforme fiscale américaine sur la charge d'impôts au niveau des États.

2 Ce montant se rapporte à l'adoption de la loi intitulée Tax Cuts and Jobs Act aux États-Unis le 22 décembre 2017, laquelle comprend une réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui passera de 35 % à 21 %. Cette réduction sera en vigueur pour les années d'imposition ouvertes après le 31 décembre 2017.

3 Ce montant se rapporte à la composante fédérale de l'incidence fiscale de la réduction de valeur de l'écart d'acquisition aux termes de l'ASU 2017-04.

4 En novembre 2016 et en septembre 2015, certains actifs ont été vendus à des entités sous contrôle commun. Les gains intersociétés réalisés sur ces transferts ont été éliminés. Étant donné que ces opérations visaient la vente de parts de commandite, leur incidence fiscale a toutefois été comptabilisée en résultat.

5 Le montant de 2016 correspond à la composante fédérale de la partie non imposable du gain à la vente des actifs de la région du sud des Prairies à une partie non liée.

6 La diminution en 2016 par rapport à 2015 est attribuable à la composante fédérale de l'incidence fiscale d'une provision pour moins-value sur les actifs d'impôts reportés relatifs à un écart temporaire externe dont la réalisation, en 2015, a cessé d'être plus probable qu'improbable.

7 Il y a eu changement d'assertion concernant le mode de recouvrement du placement intersociétés dans EIPLP, de sorte qu'il a fallu comptabiliser un impôt reporté en excédent des écarts temporaires.

8 Comprend pour 2015 un recouvrement de 17 M\$ au titre de la composante fédérale de l'incidence fiscale d'ajustements liés à des périodes antérieures.

COMPOSANTES DU BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS ET DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2017	2016	2015
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices			
Canada	2 200	2 034	(1 365)
États-Unis	(2 431)	(333)	808
Autres	800	750	568
	569	2 451	11
Impôts exigibles			
Canada	129	74	157
États-Unis	46	21	3
Autres	5	4	3
	180	99	163
Impôts reportés			
Canada	299	188	(558)
États-Unis	(3 160)	(151)	565
Autres	(16)	6	–
	(2 877)	43	7
(Économie) charge d'impôts	(2 697)	142	170

COMPOSANTES DES IMPÔTS REPORTÉS

Des actifs et passifs d'impôts reportés sont comptabilisés au titre des conséquences fiscales futures des différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale. Les principales composantes des actifs et passifs d'impôts reportés s'établissent comme suit :

31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2017	2016
Passifs d'impôts reportés		
Immobilisations corporelles	(4 089)	(3 867)
Placements	(6 596)	(2 938)
Actifs réglementaires	(977)	(439)
Autres	(50)	(47)
Total des passifs d'impôts reportés	(11 712)	(7 291)
Actifs d'impôts reportés		
Instruments financiers	697	1 215
Régimes de retraite et d'ACR	258	219
Report en avant de pertes	1 781	1 189
Autres	1 057	374
Total des actifs d'impôts reportés	3 793	2 997
Moins : provision pour moins-value	(286)	(572)
Total des actifs d'impôts reportés, montant net	3 507	2 425
Passifs d'impôts reportés, montant net	(8 205)	(4 866)
Montants présentés comme suit ¹ :		
Total des actifs d'impôts reportés	1 090	1 170
Total des passifs d'impôts reportés	(9 295)	(6 036)
Passifs d'impôts reportés, montant net	(8 205)	(4 866)

Une provision pour moins-value a été constituée au titre de certains reports en avant de pertes et de crédits, ainsi que d'écarts temporaires sur des placements d'origine externe qui viennent réduire les actifs d'impôts reportés à un montant dont la réalisation est plus probable qu'improbable.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées de 3,8 G \$ et de 2,5 G\$, respectivement, au Canada qui commencent à expirer à compter de 2025.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées de 2,1 G\$ et de 1,3 G\$, respectivement, aux États-Unis qui commencent à expirer en 2021.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, nous avons comptabilisé au Canada une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées de 143 M\$ et de néant, respectivement, ces pertes pouvant être reportées en avant indéfiniment.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, nous avons comptabilisé une économie au titre des reports en avant de pertes fiscales inutilisées de 20 M\$ et de néant, respectivement, aux États-Unis qui commencent à expirer en 2021.

Nous n'avons pas comptabilisé d'impôts reportés sur la différence entre la valeur comptable de la quasi-totalité de nos filiales étrangères et de leur assiette fiscale respective, car nous prévoyons réinvestir de manière permanente les bénéfices de ces filiales dans leurs activités. Par conséquent, ces investissements ne devraient pas donner lieu à des impôts sur les bénéfices dans un avenir prévisible. L'écart entre la valeur comptable de chaque investissement et son assiette fiscale découle en grande partie des bénéfices non répartis et de l'écart de change. Les bénéfices non répartis et l'écart de change des filiales étrangères à l'égard desquels aucun impôt reporté n'a été constaté se chiffraient respectivement à 2,1 G\$ et à 4,1 G\$ aux 31 décembre 2017 et 2016. Si ces bénéfices étaient distribués sous forme de dividendes ou autrement, nous pourrions être assujettis à des impôts et à des retenues d'impôt étranger. Sur le plan pratique, il n'est pas possible de déterminer le passif d'impôts reportés qui se rapporte à ces montants.

Enbridge et au moins une de ses filiales sont assujetties à l'impôt au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays. Les principaux pays dans lesquels nous pouvons faire l'objet d'examen comprennent les États-Unis (au fédéral) et le Canada (au fédéral, en Alberta et en Ontario). Nous pouvons encore être soumis à un examen par les autorités fiscales canadiennes pour les années d'imposition 2009 à 2017 et par les autorités fiscales américaines pour les années d'imposition 2014 à 2017. Pour l'heure, nous faisons l'objet d'un examen fiscal au Canada pour les années d'imposition 2013 à 2016. À l'heure actuelle, nous ne sommes l'objet d'aucun examen sur des questions fiscales dans les autres pays importants où nous sommes assujettis à l'impôt sur les bénéfices.

Réforme fiscale américaine

Le 22 décembre 2017, les États-Unis ont promulgué la loi TCJA. Les modifications apportées par la loi TCJA seront en vigueur pour les exercices ouverts après le 31 décembre 2017. Ces changements sont considérables et complexes, et le plus important d'entre eux consiste en la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui a été ramené de 35 % à 21 %. Nous sommes également visés par une taxe de rapatriement présumé non récurrente, ou « toll tax », sur les bénéfices non distribués et les bénéfices des sociétés affiliées étrangères à contrôle américain, y compris les filiales canadiennes.

Nous avons effectué des estimations raisonnables quant à l'évaluation et à la comptabilisation de certains effets de la loi TCJA conformément au Staff Accounting Bulletin 118 (« SAB 118 ») de la SEC. Nous avons comptabilisé une augmentation provisoire de 34 M\$ de notre charge d'impôts exigibles pour 2017 en lien avec la « toll tax », qui sera payable sur huit ans. Nous avons également comptabilisé une diminution provisoire de 2,0 G\$ de notre charge d'impôts reportés relativement à la baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés. La comptabilisation de ces montants provisoires a réduit de 3,1 G\$ le cumul de nos passifs d'impôts reportés cumulés et accru de 1,1 G\$ notre passif réglementaire. Nous avons également ajusté d'un montant de 0,2 G\$ notre provision pour moins-value à l'égard de certains actifs d'impôts reportés existants au 31 décembre 2016 afin de tenir compte de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés. Nous avons comptabilisé ces conséquences fiscales provisoires et inclus les montants correspondants dans nos états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. L'incidence fiscale réelle pourrait différer de ces montants provisoires et même de façon considérable, en raison notamment des analyses additionnelles et des modifications des interprétations et hypothèses que nous avons faites, de la possible publication de directives réglementaires additionnelles et de mesures que nous pourrions prendre en lien avec la loi TCJA. La comptabilisation devrait être terminée lorsque la déclaration de revenus américaine 2017 sera déposée en 2018.

Comme le permet le bulletin SAB 118, nous n'avons pas comptabilisé l'effet de la loi TCJA sur certains éléments pour lesquels il nous a été impossible de recueillir, de préparer et d'analyser l'information nécessaire de façon suffisamment détaillée pour effectuer la comptabilité aux termes de l'ASC 740. Pour les éléments en question, les impôts exigibles et les impôts reportés ont été comptabilisés et évalués en fonction des dispositions des lois fiscales qui étaient en vigueur immédiatement avant la promulgation de la loi TCJA. Ces éléments comprennent, sans s'y limiter, le calcul des impôts des États, car il y a incertitude quant à la conformité au régime fiscal fédéral après la promulgation de la loi TCJA, et à l'instauration de nouveaux impôts et taxes, à savoir l'impôt sur le revenu mondial à faible taux d'imposition tiré d'actifs incorporels (*Global Intangible Low Taxed Income*) et l'impôt anti-abus (*Base Erosion and Anti-Abuse Tax*). La détermination de l'incidence fiscale sur ces éléments nécessitera une analyse additionnelle des données historiques et des interprétations futures plus poussées de la loi TCJA d'après les règlements non encore émis du Trésor américain, ce qui nécessitera du temps, de l'information et des ressources dont nous ne disposons pas à l'heure actuelle.

ÉCONOMIES D'IMPÔTS NON COMPTABILISÉES

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	84	65
Augmentations brutes des positions fiscales de l'exercice	15	27
Augmentations brutes des positions fiscales de l'exercice antérieur	65	–
Variation des taux de change	(2)	(2)
Expiration du délai de prescription	(8)	(6)
Règlements	(4)	–
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	150	84

Si elles étaient comptabilisées, les économies d'impôts non comptabilisées au 31 décembre 2017 auraient une incidence sur notre taux d'imposition effectif. Nous ne nous attendons pas à devoir apporter aucun ajustement à nos économies d'impôts non comptabilisées au cours des douze prochains mois susceptibles d'avoir une incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Nous comptabilisons des intérêts et des pénalités à payer en ce qui concerne les économies d'impôts non comptabilisées à titre de composante des impôts sur les bénéfices. Les impôts sur les bénéfices des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 reflètent des économies respectives de 3 M\$ et de 1 M\$ au titre des intérêts et des pénalités. Aux 31 décembre 2017 et 2016, des intérêts et des pénalités à payer totalisant respectivement 8 M\$ et 6 M\$ ont été comptabilisés.

25. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

RÉGIMES DE RETRAITE

Nous offrons des régimes de retraite enregistrés et non enregistrés, contributifs et non contributifs à presque tous nos salariés, régimes qui sont à prestations déterminées ou à cotisations déterminées. Les régimes canadiens offrent à nos salariés canadiens des régimes à prestations déterminées et à cotisations déterminées qui sont capitalisés par la société. Les régimes américains offrent un régime de retraite à prestations déterminées capitalisé par la société à l'intention des salariés américains. Nous offrons également des régimes de retraite supplémentaires qui offrent des prestations de retraite s'ajoutant aux régimes de base pour certains salariés.

Régimes à prestations déterminées

En vertu des régimes à prestations déterminées, les prestations de retraite sont fondées sur le nombre d'années de service et la rémunération moyenne de fin de carrière de chaque participant. Ces prestations sont indexées en partie sur l'inflation après le départ à la retraite d'un participant. Nos cotisations sont effectuées d'après des évaluations actuarielles indépendantes et elles sont investies surtout dans des actions et des titres à revenu fixe inscrits en bourse.

Régimes à cotisations déterminées

Les cotisations sont généralement fondées sur l'âge, le nombre d'années de service et la rémunération courante admissible de chaque participant. Pour les régimes à cotisations déterminées, les coûts au titre des prestations de retraite correspondent au montant des cotisations que nous devons verser.

Obligations au titre des prestations, actifs des régimes et situation de capitalisation

Le tableau qui suit indique l'évolution de l'obligation au titre des prestations projetées, de la juste valeur des actifs des régimes et des actifs ou passifs inscrits des régimes de retraite à prestations déterminées :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées				
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	2 270	2 064	508	487
Coût des services	156	129	48	26
Coût financier	116	73	35	16
Perte actuarielle	145	97	57	15
Prestations versées	(165)	(87)	(42)	(21)
Incidence de la fluctuation des taux de change	–	–	(63)	(14)
Acquisition dans le cadre de l'opération de fusion	1 505	–	811	–
Règlements au titre des régimes	–	–	(59)	–
Autres	6	(6)	(16)	(1)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice ¹	4 033	2 270	1 279	508
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	2 019	1 886	361	343
Rendement réel des actifs des régimes	308	146	113	22
Cotisations versées par l'employeur	161	74	57	28
Prestations versées	(165)	(87)	(42)	(21)
Incidence de la fluctuation des taux de change	–	–	(51)	(10)
Acquisition dans le cadre de l'opération de fusion	1 290	–	731	–
Règlements au titre des régimes	–	–	(59)	–
Autres	6	–	(13)	(1)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice ²	3 619	2 019	1 097	361
Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice	(414)	(251)	(182)	(147)
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	38	5	–	–
Comptes créditeurs et autres dettes	(60)	–	(3)	–
Autres passifs à long terme	(392)	(256)	(179)	(147)
	(414)	(251)	(182)	(147)

¹ L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite canadiens s'est respectivement établie à 3,7 G\$ et à 978 M\$ aux 31 décembre 2017 et 2016. L'obligation au titre des prestations constituées de nos régimes de retraite américains s'est respectivement établie à 1,2 G\$ et à 462 M\$ aux 31 décembre 2017 et 2016.

² Des actifs de 9 M\$ (8 M\$ en 2016) et de 40 M\$ (44 M\$ en 2016) relatifs à nos obligations au titre de nos régimes de retraite supplémentaires non enregistrés canadiens et américains sont détenus dans des fiducies cédantes (grantor trusts) qui, conformément à la réglementation fiscale fédérale, ne sont pas protégées des créanciers. Ces actifs sont engagés pour le règlement futur des obligations au titre des prestations prises en compte dans la situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice, mais sont exclus des actifs des régimes aux fins comptables.

Certains de nos régimes de retraite ont cumulé des obligations au titre des prestations excédant la juste valeur de leurs propres actifs. Pour ces régimes, les obligations au titre des prestations projetées, les obligations au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligations au titre des prestations projetées	1 444	2 188	1 280	508
Obligations au titre des prestations constituées	1 306	978	1 217	462
Juste valeur des actifs des régimes	1 131	1 927	1 098	361

Montant comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global

Les montants avant impôts dans le cumul des autres éléments du résultat global relatifs à nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains actuariels nets	334	310	112	121
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global	334	310	112	121

Coût net des prestations

Les composantes du coût net des prestations et des autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôts relativement à nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services	156	129	137	48	26	30
Coût financier	116	73	81	35	16	17
Rendement prévu des actifs des régimes	(201)	(127)	(120)	(57)	(21)	(22)
Amortissement de la perte actuarielle	29	32	39	10	3	10
Coût net des prestations déterminées	100	107	137	36	24	35
Coûts au titre des régimes à cotisations déterminées	11	3	3	15	–	–
Coût net des prestations comptabilisé en résultat	111	110	140	51	24	35
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
(Gains) pertes actuariels nets, pour l'exercice	38	28	(58)	–	16	(19)
Amortissement des gains actuariels nets	(14)	(14)	(20)	(9)	(6)	(10)
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	24	14	(78)	(9)	10	(29)
Montant total comptabilisé dans le résultat global	135	124	62	42	34	6

Selon notre estimation, des montants approximatifs de 25 M\$ relatifs aux régimes de retraite canadiens et de 4 M\$ relatifs aux régimes de retraite américains au 31 décembre 2017 seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global aux résultats au cours des 12 prochains mois.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses moyennes pondérées ayant servi au calcul des obligations au titre des prestations projetées et du coût net des prestations de nos régimes de retraite s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Obligations au titre des prestations projetées						
Taux d'actualisation	3,6 %	4,0 %	4,2 %	3,5 %	4,0 %	4,1 %
Taux d'augmentation des salaires	3,2 %	3,7 %	3,6 %	3,1 %	3,3 %	3,3 %
Coût net des prestations						
Taux d'actualisation	4,0 %	4,2 %	4,0 %	4,0 %	4,1 %	3,7 %
Taux de rendement des actifs du régime	6,5 %	6,5 %	4,4 %	7,2 %	7,2 %	7,1 %
Taux d'augmentation des salaires	3,7 %	3,6 %	2,5 %	3,3 %	3,2 %	4,0 %

Le taux de rendement global prévu repose sur les cibles de répartition des actifs, et les rendements estimatifs des titres de participation et des titres de créance, sur les prévisions à long terme.

AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Les ACR comprennent principalement une garantie supplémentaire d'assurance-maladie et d'assurance soins dentaires, une assurance-vie de même que des comptes gestion-santé offerts aux salariés retraités admissibles, en vertu de régimes non contributifs.

Le tableau ci-après présente la variation de l'obligation cumulée au titre des ACR, la juste valeur des actifs des régimes et l'actif ou le passif inscrit au titre de nos régimes d'ACR.

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Variation de l'obligation cumulée au titre des avantages complémentaires de retraite				
Obligation cumulée au titre des ACR au début de l'exercice	179	173	133	135
Coût des services	7	4	5	4
Coût financier	10	6	10	5
Cotisations des participants	–	–	4	1
(Gains) pertes actuarielles	(8)	2	(34)	10
Prestations versées	(10)	(6)	(19)	(6)
Variation des taux de change	–	–	(17)	(4)
Acquisition faite dans le cadre de l'opération de fusion	146	–	254	–
Autres	(3)	–	1	(12)
Obligation cumulée au titre des ACR à la fin de l'exercice	321	179	337	133
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	–	–	115	115
Rendement réel des actifs des régimes	–	–	21	5
Cotisations de l'employeur	10	6	1	3
Cotisations des participants	–	–	4	1
Prestations versées	(10)	(6)	(19)	(6)
Variation des taux de change	–	–	(11)	(3)
Acquisition faite dans le cadre de l'opération de fusion	–	–	102	–
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	–	–	213	115
Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice	(321)	(179)	(124)	(18)
Montants présentés comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	–	–	7	4
Comptes créditeurs et autres dettes	(12)	(7)	(7)	–
Autres passifs à long terme	(309)	(172)	(124)	(22)
	(321)	(179)	(124)	(18)

Montant comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global

Les montants avant impôts du cumul des autres éléments du résultat global relatifs à nos régimes d'ACR s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Gains (pertes) actuariels nets	17	25	(15)	29
Coût des services passés	(2)	2	(11)	(15)
Montant total comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat global	15	27	(26)	14

Coût net des prestations

Les composantes du coût net des prestations et des autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôts relativement à nos régimes d'ACR s'établissaient comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Coût des services	7	4	3	5	4	5
Coût financier	10	6	7	10	5	4
Rendement prévu des actifs du régime	–	–	–	(10)	(6)	(6)
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés	1	–	1	–	–	–
Coût net des ACR comptabilisé dans les résultats	18	10	11	5	3	3
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global :						
(Gains) pertes actuarielles pour l'exercice	(8)	2	2	(42)	12	16
Amortissement des (gains) pertes actuarielles	(1)	(1)	(1)	1	(1)	–
Coût des services passés	(3)	–	–	1	(12)	(7)
Montant total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(12)	1	1	(40)	(1)	9
Montant total comptabilisé dans le résultat global	6	11	12	(35)	2	12

Selon notre estimation, un montant approximatif de néant relatif aux régimes d'ACR canadiens et un montant approximatif de 2 M\$ relatif aux régimes d'ACR américains au 31 décembre 2017 seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global aux résultats au cours des 12 prochains mois.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses moyennes pondérées ayant servi au calcul des obligations cumulées au titre des ACR et du coût net des prestations de nos ACR s'établissent comme suit :

Obligations cumulées au titre des ACR	Canada			États-Unis		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Taux d'actualisation	3,6 %	4,0 %	4,2 %	3,5 %	3,6 %	4,2 %
Coût net des ACR						
Taux d'actualisation	4,0 %	4,2 %	4,0 %	4,0 %	3,8 %	3,9 %
Taux de rendement des actifs du régime				6,0 %	6,0 %	6,0 %

Le taux de rendement global prévu repose sur les cibles de répartition des actifs, et les rendements estimatifs des titres de participation et des titres de créance, sur les prévisions à long terme.

Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé

Les taux hypothétiques pour le prochain exercice qui ont été retenus aux fins de l'évaluation du coût prévu des avantages sont les suivants :

	Canada		États-Unis	
	2017	2016	2017	2016
Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice	5,5 %	5,4 %	7,4 %	6,9 %
Taux auquel le taux tendanciel du coût est présumé reculer (taux tendanciel final)	4,4 %	4,5 %	4,5 %	4,5 %
Exercice au cours duquel le taux tendanciel final sera atteint	2034	2034	2037	2037

Une variation de 1 % du taux tendanciel hypothétique du coût des soins de santé aurait les effets suivants pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :

	Canada		États-Unis	
	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Incidence sur le total du coût des services rendus et des coûts financiers	2	(1)	1	(1)
Incidence sur les obligations constituées au titre des avantages complémentaires de retraite	28	(23)	20	(17)

ACTIFS DES RÉGIMES

Nous gérons les risques liés aux placements de la caisse de retraite de nos régimes de retraite en établissant une politique à long terme de composition de l'actif pour chacun de nos régimes, laquelle tient compte des éléments suivants : i) la nature des passifs du régime de retraite; ii) l'horizon de placement du régime; iii) la continuité d'exploitation et l'état de solvabilité du régime ainsi que ses besoins de trésorerie; iv) notre environnement d'exploitation, notre situation financière et notre capacité à résister aux fluctuations des cotisations au régime; v) les perspectives économiques et celles des marchés financiers en ce qui concerne le rendement des investissements, la volatilité des rendements et la corrélation qui existe entre les actifs.

Les cibles de répartition de l'actif et les grandes catégories d'actifs des régimes s'établissent comme suit :

Catégorie d'actifs	Répartition cible	Canada		États-Unis		
		31 décembre		31 décembre		
		2017	2016	2017	2016	
Titres de participation	40,0 - 70,0 %	52,0 %	47,0 %	52,5 - 70,0 %	47,1 %	55,4 %
Titres à revenu fixe	27,5 - 60,0 %	34,2 %	39,0 %	27,5 - 30,0 %	47,7 %	33,0 %
Autres	0,0 - 20,0 %	13,8 %	14,0 %	0,0 - 20,0 %	5,2 %	11,6 %

Les tableaux ci-après présentent la juste valeur des actifs de nos régimes de retraite et d'ACR, selon chacun des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs.

Régimes de retraite

	Canada				États-Unis			
	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
31 décembre 2017								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	169	–	–	169	2	–	–	2
Titres de participation								
Titres canadiens	842	425	–	1 267	–	–	–	–
Titres américains	427	–	–	427	343	–	–	343
Titres mondiaux	189	–	–	189	122	52	–	174
Titres à revenu fixe								
Titres gouvernementaux	933	–	–	933	–	–	–	–
Titres de sociétés	301	3	–	304	522	1	–	523
Infrastructures et immobilier ⁴	–	–	340	340	–	–	56	56
Contrats de change à terme	–	(10)	–	(10)	–	(1)	–	(1)
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	2 861	418	340	3 619	989	52	56	1 097
31 décembre 2016								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	156	–	–	156	3	–	–	3
Titres de participation								
Titres américains	219	–	–	219	54	–	–	54
Titres canadiens	425	–	–	425	–	–	–	–
Titres mondiaux	165	140	–	305	116	30	–	146
Titres à revenu fixe								
Titres gouvernementaux	351	–	–	351	–	–	–	–
Titres de sociétés	277	3	–	280	116	–	–	116
Infrastructures et immobilier ⁴	–	–	281	281	–	–	40	40
Contrats de change à terme	–	2	–	2	–	2	–	2
Total de l'actif des régimes de retraite à la juste valeur	1 593	145	281	2 019	289	32	40	361

Avantages complémentaires de retraite (« ACR »)

	Canada				États-Unis			
	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total	Niveau 1 ¹	Niveau 2 ²	Niveau 3 ³	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
31 décembre 2017								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	–	–	–	–	1	–	–	1
Titres de participation								
Titres américains	–	–	–	–	80	–	–	80
Titres mondiaux	–	–	–	–	36	–	–	36
Titres à revenu fixe								
Titres gouvernementaux	–	–	–	–	96	–	–	96
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	–	–	–	–	213	–	–	213
31 décembre 2016								
Trésorerie et équivalents de trésorerie	–	–	–	–	1	–	–	1
Titres de participation								
Titres américains	–	–	–	–	35	–	–	35
Titres mondiaux	–	–	–	–	34	–	–	34
Titres à revenu fixe								
Titres gouvernementaux	–	–	–	–	45	–	–	45
Total de l'actif des ACR à la juste valeur	–	–	–	–	115	–	–	115

1 Le niveau 1 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des prix cotés sur un marché actif pour des actifs identiques.

2 Le niveau 2 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données observables importantes.

3 Le niveau 3 comprend les actifs dont l'évaluation repose sur des données non observables importantes.

4 La juste valeur des participations dans les secteurs des infrastructures et de l'immobilier est établie à l'aide de modèles d'évaluation.

Les variations de la juste valeur nette des actifs des régimes dont l'évaluation est classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs s'établissent comme suit :

31 décembre	Canada		États-Unis	
	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Solde au début de l'exercice	281	248	40	49
Gains réalisés et non réalisés	26	20	5	2
Acquisitions et règlements, montant net	33	13	11	(11)
Solde à la fin de l'exercice	340	281	56	40

PAIEMENTS PRÉVUS AU TITRE DES PRESTATIONS ET COTISATIONS DE L'EMPLOYEUR

Exercices clos les 31 décembre	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Régimes de retraite						
Canada	158	165	172	180	187	1 036
États-Unis	82	81	85	83	92	453
ACR						
Canada	12	12	13	13	14	43
États-Unis	25	25	25	25	24	110

En 2018, nous prévoyons cotiser environ 126 M\$ et 36 M\$, respectivement, aux régimes de retraite canadiens et américains, et 12 M\$ et 7 M\$, respectivement, aux ACR canadiens et américains.

RÉGIMES D'ÉPARGNE-RETRAITE

En plus des régimes de retraite susmentionnés, nous offrons aux employés des régimes d'épargne-retraite à cotisations déterminées aux États-Unis et au Canada. Les employés peuvent participer à une formule de cotisation de contrepartie selon laquelle nous versons l'équivalent d'un certain pourcentage des cotisations avant impôt versées par l'employé, jusqu'à concurrence de 5 % du salaire admissible par période de paie pour les employés canadiens et jusqu'à concurrence de 6 % du salaire admissible par période de paie pour les employés américains. Pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, nous avons passé en charges des cotisations de contrepartie de l'employeur avant impôts de 14 M\$, néant et néant pour les employés canadiens, et de 31 M\$, 13 \$ et 15 M\$ pour les employés américains, respectivement.

26. VARIATION DE L'ACTIF ET DU PASSIF D'EXPLOITATION

Exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Trésorerie soumise à restrictions	15	–	–
Comptes débiteurs et autres créances	(783)	(437)	698
Montants à recevoir de sociétés affiliées	24	(7)	82
Stocks	(289)	(371)	(315)
Montants reportés et autres actifs	(138)	(183)	364
Comptes créditeurs et autres dettes	286	396	(1 472)
Montants à payer à des sociétés affiliées	(62)	71	(26)
Intérêts à payer	124	20	31
Autres passifs à long terme	509	153	(7)
	(314)	(358)	(645)

27. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont réalisées dans le cours normal des activités et, sauf indication contraire, sont mesurées à la valeur d'échange, soit le montant de la contrepartie établi et convenu par les apparentés.

CONTRATS DE SERVICE

La coentreprise Vector Pipeline L.P. (« Vector ») fait appel à nos services pour exploiter son pipeline. Facturés au coût, conformément à des contrats de services, ces services rendus se sont chiffrés à 14 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et à 7 M\$ pour chacun des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015.

CONTRATS DE TRANSPORT

Certaines filiales en propriété exclusive œuvrant dans les secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution de gaz et Services énergétiques ont conclu des arrangements de transport, avec ou sans engagement, avec plusieurs sociétés affiliées constituées sous forme de coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la valeur de consolidation. Les montants nous ayant été facturés pour des services de transport ont respectivement totalisé 417 M\$, 357 M\$ et 332 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015.

CONTRATS DE LOCATION

Une filiale en propriété exclusive du secteur Oléoducs a conclu un bail avec une société affiliée constituée sous forme de coentreprise. Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, des charges liées au bail totalisant respectivement 304 M\$, 287 M\$ et 151 M\$ ont été comptabilisées au poste « Exploitation et administration » dans les charges, aux états consolidés des résultats.

PRODUITS ET ACHATS RELATIFS À DES SOCIÉTÉS AFFILIÉES

Certaines filiales en propriété exclusive des secteurs Distribution de gaz et Services énergétiques ont effectué des achats de gaz naturel et de LGN de 142 M\$, de 98 M\$ et de 228 M\$ auprès de plusieurs coentreprises affiliées au cours des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, respectivement.

Des ventes de gaz naturel de 60 M\$, de 49 M\$ et de 5 M\$ ont été effectuées par certaines filiales en propriété exclusive du secteur Services énergétiques à plusieurs coentreprises affiliées au cours des exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015, respectivement.

DCP Midstream assure le traitement du gaz naturel pour certains clients utilisant nos gazoducs de manière qu'il soit conforme aux normes de qualité du gaz naturel et puisse être transporté au moyen de notre réseau. DCP Midstream assure le traitement et la vente des LGN qui sont extraits du gaz naturel. DCP Midstream conserve une tranche du produit de ces ventes, et la tranche résiduelle nous est versée. Nous avons reçu de DCP Midstream un produit de 47 M\$ (36 M\$ US) pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 relativement à ces ventes.

Par ailleurs, nous avons comptabilisé d'autres produits provenant de DCP Midstream et de ses sociétés affiliées relativement au transport et au stockage de gaz naturel. Leur montant s'est élevé à 4 M\$ (3 M\$ US) pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Dans le cours normal des activités, des coentrepreneurs nous remboursent des frais d'exploitation et d'entretien relativement à certains projets. En 2017, nous avons reçu des remboursements relativement aux coentreprises de Spectra Energy s'élevant à 10 M\$ (8 M\$ US) pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

RECOUVREMENTS DE COÛTS

Nous fournissons certains services, notamment administratifs, à certaines entités en exploitation acquises dans le cadre de l'opération de fusion et avons comptabilisé des recouvrements de coûts auprès de ces sociétés affiliées de 88 M\$ (68 M\$ US) pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Les recouvrements de coûts sont comptabilisés comme une réduction des coûts au poste « Exploitation et administration » dans les charges, aux états consolidés des résultats.

BILLETS À LONG TERME À RECEVOIR DE SOCIÉTÉS AFFILIÉES

Au 31 décembre 2017, les montants à recevoir de sociétés affiliées comprenaient une série de prêts consentis à Vector et à d'autres sociétés affiliées totalisant 109 M\$ et 167 M\$, respectivement (130 M\$ et 140 M\$, respectivement, au 31 décembre 2016) et exigeaient des paiements d'intérêts trimestriels, à des taux d'intérêt annuels variant entre 4 % et 12 %. Ces montants sont inclus dans les montants reportés et autres actifs aux états consolidés de la situation financière.

28. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2017, nous avons les engagements suivants :

	Total	Moins de 1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Dette - échéances annuelles ^{1,2}	62 927	2 831	6 273	6 722	2 505	8 839	35 757
Obligations en matière d'intérêts ^{2,3}	42 083	2 485	2 298	2 117	1 941	1 853	31 389
Achat de services, de canalisations, d'autres matériaux, y compris du matériel de transport ^{4,5}	14 396	4 144	2 455	1 496	1 255	1 163	3 883
Contrats de location-exploitation	746	91	86	80	74	78	337
Contrats de location-acquisition	35	9	8	2	2	2	12
Contrats d'entretien	322	38	32	17	15	15	205
Baux immobiliers	405	15	16	16	16	16	326
Total	120 914	9 613	11 168	10 450	5 808	11 966	71 909

1 Comprend les débetures, les billets à terme, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit selon leur date d'échéance, et exclut les emprunts à court terme, les escomptes d'émission, les frais d'émission de titres de créance et les obligations découlant de contrats de location-acquisition. Selon certaines facilités d'emprunt, nous avons la possibilité de rembourser à notre gré les obligations avant les échéances prévues. Par conséquent, le calendrier réel des remboursements en trésorerie futurs pourrait être très différent de ce qui est présenté ci-dessus.

2 Exclut l'émission de billets de premier rang d'un montant de 800 M\$ US qui a eu lieu après le 31 décembre 2017 (note 30).

3 Comprend des débetures et des billets à terme portant intérêt à des taux fixes, variables et fixes-variables.

4 Comprend les engagements en capital et les engagements d'exploitation.

5 Comprend essentiellement des contrats de transport et de stockage de gaz (EGD), des paiements au titre de la capacité ferme et des engagements d'achat de gaz (Spectra Energy), des obligations au titre du transport, du service et de l'achat de produits (MEP) et des engagements au titre de l'énergie (EEP).

Les charges locatives au titre des contrats de location-exploitation, portées au poste « Exploitation et administration », ont totalisé, respectivement, 118 M\$, 85 M\$ et 72 M\$ pour les exercices clos les 31 décembre 2017, 2016 et 2015.

QUESTIONS RELATIVES À L'ENVIRONNEMENT

Nous sommes assujettis à diverses lois fédérales, d'État et régionales relatives à la protection de l'environnement. Ces lois et règlements peuvent varier de temps à autre et ainsi nous imposer de nouvelles obligations.

Le risque environnemental est inhérent à l'exploitation de pipelines d'hydrocarbure liquide et de gaz naturel. Enbridge et ses sociétés affiliées sont parfois tenues de procéder à des travaux de remise en état de l'environnement à différents sites contaminés. Nous gérons ce risque environnemental au moyen de politiques et de pratiques environnementales appropriées afin de réduire au minimum l'éventuel impact environnemental de nos activités. S'il nous était impossible de recouvrer auprès des assurances ou de toute partie responsable le paiement de passifs environnementaux, nous serions tenus de payer tout passif découlant d'incidents environnementaux associés aux activités d'exploitation de nos entreprises de liquides et de gaz naturel.

Déversement de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B du réseau de Lakehead

Déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B

Le 26 juillet 2010, un déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B du réseau de Lakehead d'EEP a été signalé près de Marshall, dans le Michigan. De plus, un déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6A du réseau de Lakehead d'EEP a été signalé dans une zone industrielle de Romeoville, dans l'Illinois, le 9 septembre 2010.

Au 31 décembre 2017, le total des coûts estimatifs d'EEP en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B demeure à 1,2 G\$ US (montant de 195 M\$ après impôts attribuable à Enbridge), montant qui comprend les coûts jugés probables et pouvant être estimés en toute vraisemblance au 31 décembre 2017. Au 31 décembre 2017, l'obligation résiduelle estimative d'EEP s'établissait environ à 62 M\$ US.

Assurance

EEP fait partie du programme d'assurance multirisque auquel souscrit Enbridge pour ses filiales et sociétés affiliées. Au 31 décembre 2017, EEP a comptabilisé des règlements de compagnies d'assurance d'un montant total de 547 M\$ US (montant après impôts de 80 M\$ attribuable à Enbridge) en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B, sur la limite applicable de 650 M\$ US. Sur la garantie résiduelle de 103 M\$ US, un montant de 85 M\$ US faisait l'objet d'une poursuite intentée contre un assureur en particulier. En mars 2015, nous avons conclu une entente avec cet assureur aux termes de laquelle la réclamation de 85 M\$ US sera soumise à un processus d'arbitrage exécutoire. Le 2 mai 2017, la commission d'arbitrage a rendu une décision non favorable à notre endroit. Par conséquent, EEP ne recevra aucun autre recouvrement d'assurance relativement au déversement de pétrole provenant de la canalisation 6B.

Poursuites judiciaires et instances réglementaires

Certains organismes de réglementation et organismes gouvernementaux américains ont lancé des enquêtes relativement au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B. Au 31 décembre 2017, il n'y avait aucune demande d'indemnisation en cours contre Enbridge, EEP ou leurs sociétés affiliées devant des tribunaux d'États américains au sujet de la fuite de pétrole brut mettant en cause la canalisation 6B.

Nous avons constitué une provision pour les futurs frais juridiques et pertes probables liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B comme il est décrit ci-dessus dans la présente note.

Amendes et pénalités visant la canalisation 6B

Au 31 décembre 2017, le total des coûts estimatifs d'EEP liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B comprenait 69 M\$ US au titre du paiement d'amendes et de pénalités, ce qui englobe les amendes et pénalités payées au ministère de la Justice des États-Unis comme il est mentionné ci-après.

Ordonnance sur consentement

Le 23 mai 2017, la cour de district des États-Unis pour le district ouest de la division sud du Michigan a approuvé l'ordonnance sur consentement. L'ordonnance sur consentement constitue la convention de règlement signée par EEP avec l'Environmental Protection Agency (« EPA ») et le ministère de la Justice des États-Unis concernant les déversements de pétrole brut provenant des canalisations 6A et 6B. Le 15 juin 2017, nous avons effectué un paiement total de 68 M\$ US conformément à l'ordonnance sur consentement, paiement qui reflète 61 M\$ US pour la pénalité civile relative au déversement provenant de la canalisation 6B, 1 M\$ US pour le déversement provenant de la canalisation 6A et 6 M\$ US pour les frais d'enlèvement antérieur majorés des intérêts.

AUX SABLE

Avis de violation

En septembre 2014, Aux Sable US a reçu de l'EPA des États-Unis un avis d'infraction et de violation portant sur des violations présumées de la loi intitulée *Clean Air Act* en lien avec le programme de détection et de colmatage des fuites et des dispositions connexes du permis en vertu de la *Clean Air Act* obtenu pour les installations de Channahon, en Illinois. Dans le cadre du processus en cours pour répondre à l'avis d'infraction de septembre 2014, Aux Sable a découvert ce qu'elle croyait être un dépassement des limites actuellement permises en ce qui a trait aux composés organiques volatils. En avril 2015, Aux Sable a reçu un deuxième avis d'infraction de l'EPA relativement à cet éventuel dépassement des limites. Aux Sable a entrepris des pourparlers avec l'EPA afin d'évaluer l'incidence de ces problèmes et la décision finale à ce sujet, y compris en ce qui a trait à une ordonnance de consentement provisoire; les discussions se poursuivent. L'ordonnance de consentement, dans sa version définitive, ne devrait pas avoir d'incidence considérable.

Le 14 octobre 2016, une poursuite modifiée a été intentée contre Aux Sable par une contrepartie à une convention d'approvisionnement en LGN. Le 5 janvier 2017, Aux Sable a déposé un mémoire de défense relativement à cette poursuite. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de cette poursuite, la direction estime à l'heure actuelle que son règlement définitif n'aura pas d'incidence importante sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés.

QUESTIONS FISCALES

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 pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

AUTRES LITIGES

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

29. GARANTIES

Dans le cours normal de nos activités, nous concluons diverses ententes qui procurent des indemnités à des tiers et à des sociétés affiliées. Des exemples de telles situations comprennent les cas où des indemnités doivent être versées à des contreparties en vertu de contrats de vente d'actifs ou d'entreprises lorsqu'il s'agit notamment de violations de déclarations, de garanties ou de clauses restrictives, de pertes ou de dommages à un bien, d'obligations relatives à l'environnement, de modifications apportées à la loi, d'écarts d'évaluation, de litiges ou de passifs éventuels. Nous pouvons indemniser l'acheteur de certains passifs d'impôts ayant pris naissance lorsque la société détenait les actifs ou d'une perte que l'acheteur aurait subie en raison d'une déclaration inexacte concernant les impôts. De même, nous pouvons verser une indemnité à l'acheteur dans le cadre de la vente d'actifs relativement à certains passifs d'impôts liés à ces actifs.

Comme il est décrit ci-après, ces contrats comprennent des garanties financières, des lettres de garantie, des garanties à l'égard de dettes, des cautionnements et des engagements d'indemnisation. Nous avons conclu ces ententes afin de faciliter les transactions commerciales avec des tiers en créant pour ces derniers une plus-value à ces transactions. À divers degrés, ces accords de garantie mettent en jeu des éléments de risque d'inexécution et de risque de crédit qui ne figurent pas dans nos états consolidés de la situation financière. La possibilité que nous ayons à nous acquitter des obligations en vertu de ces garanties et indemnisations dépend principalement de l'exploitation future de diverses filiales, des entités émettrices et des tiers ou de l'occurrence de certains événements futurs.

Nous ne sommes pas en mesure de déterminer de manière raisonnable les montants maximaux que nous pourrions devoir payer à de tierces parties et à des sociétés affiliées en vertu de ces ententes. Par contre, par le passé, nous n'avons versé aucun montant important à titre d'indemnités. Bien que ces ententes prévoient des limites quant à l'ampleur des risques potentiels ou à la durée des obligations d'indemnisation, certaines circonstances font en sorte que le montant et la durée ne comportent aucune limite. Les indemnisations et garanties n'ont pas eu d'incidence importante sur notre situation financière ou l'évolution de celle-ci, notre bénéfice, notre liquidité, nos dépenses en immobilisations ou nos ressources en capital, et il est raisonnable de croire qu'elles n'en auront pas.

Nous avons accepté d'indemniser EEP de la quasi-totalité de ses obligations, y compris celles se rapportant aux questions environnementales, découlant des activités préalables au transfert de l'exploitation de nos pipelines à EEP en 1991. Cette indemnisation ne s'applique pas aux montants qu'EEP pourrait recouvrer au moyen de ses tarifs si ces montants ne sont pas recouvrables aux termes de l'assurance, et elle ne s'applique non plus à aucun autre passif attribuable à des modifications législatives survenues après le 27 décembre 1991.

Nous avons également accepté d'indemniser EEM pour tout passif d'impôts lié à la constitution d'EEM, à la gestion d'EEP ou à la détention d'unités d'EEP. Nous n'avons effectué aucun paiement important en vertu de ces modalités d'indemnisation d'ordre fiscal. À notre avis, le degré d'exposition actuelle est négligeable.

Nous avons également convenu d'accorder une indemnisation au groupe du fonds à l'égard de certains passifs liés à des questions environnementales découlant d'activités effectuées avant le transfert des actifs et des participations au groupe du fonds en 2012 et avant le transfert de certains actifs au groupe du fonds dans le cadre du plan de restructuration des activités canadiennes. Nous avons également convenu de verser des paiements déterminés au groupe du fonds sur son investissement dans le pipeline Southern Lights au cas où les expéditeurs choisissent de ne pas prolonger leurs contrats actuels après juin 2025.

En ce qui a trait à la scission de Spectra Energy et de Duke Energy en 2007, certaines garanties données auparavant par Spectra Energy ont été assignées à Duke Energy, ou remplacées par des garanties de Duke Energy, en sa qualité de garant, en 2006. En ce qui a trait aux garanties résiduelles liées aux autres obligations de Duke Energy, cette dernière a indemnisé Spectra Energy pour toutes les pertes subies dans le cadre de ces accords de garantie. Le montant maximal potentiel des paiements futurs que nous aurions pu être tenus de verser aux termes de ces garanties de bonne exécution s'élevait à environ 406 M\$ US au 31 décembre 2017; comme il est mentionné précédemment, Duke Energy a indemnisé Spectra Energy à l'égard de ce montant. L'une des garanties de bonne exécution en cours, aux termes de laquelle le paiement futur maximal éventuel se chiffre à 201 M\$ US, prendra fin en 2028. Les garanties résiduelles n'ont aucune échéance contractuelle.

Spectra Energy a également donné des garanties conjointes et solidaires à certains maîtres d'ouvrage du projet Duke/Fluor Daniel (« D/FD »), en vertu desquelles Spectra Energy a fourni une garantie de bonne exécution de D/FD aux termes des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction et des autres accords contractuels en vigueur au moment de la scission de Spectra Energy et de Duke Energy. D/FD est l'une des entités transférées à Duke Energy dans le cadre de cette scission. La quasi-totalité de ces garanties ne comportent aucune échéance contractuelle et ne prévoient aucun montant maximal de paiements futurs que nous pourrions être tenus de verser. Fluor Enterprises Inc., qui détient une participation de 50 % dans D/FD, a donné des garanties conjointes et solidaires semblables aux mêmes maîtres d'ouvrage du projet D/FD.

Dans le cadre de la participation de 50 % de Spectra Energy dans DCP Midstream, Spectra Energy a accepté de garantir sa partie des obligations de la coentreprise en vertu d'une convention d'emprunt à terme de 424 M\$ US, dont le solde était de 350 M\$ US au 31 décembre 2017. Si DCP Midstream ne respecte pas ses obligations en vertu de la convention de crédit, le total des paiements futurs maximaux que Spectra Energy pourrait devoir verser aux prêteurs en vertu de la garantie selon l'encours de la dette

au 31 décembre 2017 s'élève à 175 M\$ US. La garantie expirera au moment du paiement de toutes les obligations aux termes de l'entente de crédit, qui vient à échéance en décembre 2019.

SEP a donné des garanties de bonne exécution à un tiers et à une société affiliée au nom d'un satellite. Ces garanties ont été données pour permettre au satellite de conclure des contrats de transport à long terme avec le tiers. Bien que la probabilité soit mince, le montant éventuel maximal des paiements futurs que SEP pourrait devoir verser était de 90 M\$ US au 31 décembre 2017. Les garanties de bonne exécution viennent à échéance en 2032.

Westcoast Energy Inc., une filiale en propriété exclusive, a donné des garanties de bonne exécution à des tiers qui garantissent la bonne exécution d'entités non consolidées, comme les satellites, et d'entités que Westcoast Energy Inc. a auparavant vendues à des tiers. Selon ces garanties, Westcoast Energy Inc. doit verser des paiements au tiers auquel la garantie a été consentie, si l'entité cédée ou non consolidée n'effectue pas les paiements en vertu de certaines de ses obligations contractuelles, comme des conventions d'emprunt, des contrats d'achat et des baux.

30. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 9 janvier 2018, Texas Eastern Transmission, LP, filiale en exploitation en propriété exclusive de SEP, a réalisé le placement de billets de premier rang de 800 M\$ US. Ces billets se composaient de deux tranches de 400 M\$ US respectivement assorties d'un taux d'intérêt fixe de 3,50 % et de 4,15 % et échéant respectivement en 2028 et en 2048.

Le 22 janvier 2018, Enbridge et SEP ont annoncé la conclusion d'une entente définitive aux termes de laquelle nous convertirons la totalité de nos droits de distribution incitatifs (« DDI ») et notre intérêt économique à titre de commandité dans SEP en 172,5 millions de parts ordinaires de SEP nouvellement émises. Dans le cadre de cette transaction, tous les DDI ont été retirés. Nous détenons désormais un intérêt non économique à titre de commandité dans SEP et détenons environ 403 millions de parts ordinaires de SEP, ce qui représente approximativement 83 % des parts ordinaires de SEP en circulation.

31. INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

	T1	T2	T3	T4	Total
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)					
2017¹					
Produits d'exploitation	11 146	11 116	9 227	12 889	44 378
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 358	1 684	1 490	(2 961)	1 571
Bénéfice	945	1 241	1 015	65	3 266
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	721	1 000	847	291	2 859
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	638	919	765	207	2 529
Résultat par action ordinaire					
De base	0,54	0,56	0,47	0,13	1,66
Dilué	0,54	0,56	0,47	0,12	1,65
2016					
Produits d'exploitation	8 795	7 939	8 488	9 338	34 560
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 674	794	(216)	329	2 581
Bénéfice (perte)	1 347	352	(237)	847	2 309
Bénéfice (perte) attribuable aux participations donnant le contrôle	1 286	372	(30)	441	2 069
Bénéfice (perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 213	301	(103)	365	1 776
Résultat par action ordinaire					
De base	1,38	0,33	(0,11)	0,39	1,95
Dilué	1,38	0,33	(0,11)	0,39	1,93

¹ Les données financières trimestrielles de 2017 reflètent l'incidence de l'opération de fusion, dont la clôture a eu lieu le 27 février 2017 (note 7).

RUBRIQUE 9. CHANGEMENTS DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE ET DÉSACCORDS AVEC LES COMPTABLES

Aucun

RUBRIQUE 9A. CONTRÔLES ET PROCÉDURES

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Les contrôles et procédures de communication de l'information visent à procurer l'assurance raisonnable que l'information devant être présentée dans les rapports déposés auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières ou leur étant soumise est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais prévus par les lois canadiennes et américaines sur les valeurs mobilières. Au 31 décembre 2017, une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement de nos contrôles et procédures de communication de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la Securities Exchange Act of 1934) a été réalisée sous la supervision et avec la participation de notre direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances. S'appuyant sur cette évaluation, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus et fonctionnaient efficacement de façon à assurer que l'information que nous devons inclure dans les rapports que nous déposons ou soumettons auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais imposés.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Notre direction a la responsabilité d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière, au sens des règles de la SEC et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus élaboré sous la supervision des dirigeants et des cadres des services financiers afin de fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de la présentation de l'information financière et de l'établissement de nos états financiers qui doivent être publiés à des fins externes conformément aux PCGR des États-Unis.

Notre contrôle interne à l'égard de la présentation de l'information financière comprend des politiques et des procédures qui :

- concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image juste et fidèle de nos opérations et de nos cessions d'actifs;
- fournissent l'assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis;
- fournissent une assurance raisonnable quant à la prévention ou à la détection rapide d'une acquisition non autorisée et de l'utilisation ou de la cession d'un de nos actifs qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permet pas nécessairement de prévenir ou de déceler toutes les anomalies en raison des limites inhérentes. De plus, les projections de l'évaluation de l'efficacité pour des périodes futures sont soumises au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison des changements de conditions ou de la détérioration du degré de conformité à nos politiques et procédures.

Notre direction a procédé à une évaluation de l'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 en se fondant sur les critères établis dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway. Selon cette appréciation, notre direction a conclu que nous avons maintenu un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017.

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière a été audité en date du 31 décembre 2017 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs indépendants nommés par nos actionnaires. Dans leur rapport d'attestation qui figure à la rubrique 8, États financiers et données supplémentaires, les auditeurs ont exprimé une opinion sans réserve au sujet de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2017.

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

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2017, notre contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement important.

RUBRIQUE 9B. AUTRES RENSEIGNEMENTS

Pièce 5.02. Départ d'administrateurs ou de certains dirigeants; élection d'administrateurs; désignation de certains dirigeants; ententes de rémunération de certains dirigeants

Le 13 février 2018, Rebecca B. Roberts nous a avisés qu'elle ne se portera pas de nouveau candidate au poste d'administratrice à notre assemblée annuelle des actionnaires de 2018 qui se tiendra le 9 mai 2018. Madame Roberts agit en tant qu'administratrice au sein de notre conseil d'administration depuis mars 2015. Avant cette date, elle était administratrice d'Enbridge Energy Company, Inc. et d'Enbridge Energy Management, L.L.C. Madame Roberts poursuivra son travail au sein du conseil jusqu'à la fin de son mandat le 9 mai 2018. Sa décision de ne pas se porter de nouveau candidate est motivée par des contraintes de temps liées à ses autres engagements professionnels, et ne résulte aucunement d'une quelconque mésentente au sujet de nos activités, de nos politiques ou de nos pratiques.

PARTIE III

RUBRIQUE 10. ADMINISTRATEURS, MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION ET GOUVERNANCE

Il est fait mention des membres de la haute direction dans la partie I, rubrique 1, du présent rapport, intitulée « Activités ». De l'information supplémentaire relative à cette rubrique, y compris des renseignements sur nos administrateurs, est intégrée par renvoi dans notre circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2018 qui sera déposée auprès de la SEC.

RUBRIQUE 11. RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

L'information relative à cette rubrique est intégrée par renvoi à notre circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2018 qui sera déposée auprès de la SEC.

RUBRIQUE 12. TITRES APPARTENANT À CERTAINS PROPRIÉTAIRES VÉRITABLES ET À LA DIRECTION ET QUESTIONS CONNEXES AYANT TRAIT AUX ACTIONNAIRES

L'information relative à cette rubrique est intégrée par renvoi à notre circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2018 qui sera déposée auprès de la SEC.

RUBRIQUE 13. CERTAINES RELATIONS ET OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS ET INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS

L'information relative à cette rubrique est intégrée par renvoi à notre circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2018 qui sera déposée auprès de la SEC.

RUBRIQUE 14. PRINCIPAUX HONORAIRES ET SERVICES COMPTABLES

L'information relative à cette rubrique est intégrée par renvoi à notre circulaire de sollicitation de procurations relative à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2018 qui sera déposée auprès de la SEC.

PARTIE IV

RUBRIQUE 15. ANNEXES ET TABLEAUX DES ÉTATS FINANCIERS

(a) Les états financiers consolidés, l'information financière complémentaire et les tableaux supplémentaires inclus dans la partie II du présent rapport annuel sont les suivants :

Enbridge Inc. :

- Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant
- États consolidés des résultats
- États consolidés du résultat global
- États consolidés des variations des capitaux propres
- États consolidés des flux de trésorerie
- États consolidés de la situation financière
- Notes afférentes aux états financiers consolidés

Les tableaux ont été omis, soit parce qu'ils ne sont pas exigés, soit parce que l'information exigée figure déjà dans les états financiers consolidés ou dans les notes afférentes aux états financiers.

(b) Annexes

Il est fait mention, après la rubrique 16 *Sommaire du formulaire 10-k*, de la table des matières des pièces, laquelle est intégrée par les présentes à ladite rubrique.

RUBRIQUE 16. SOMMAIRE DU FORMULAIRE 10-K

Aucun

TABLE DES MATIÈRES DES PIÈCES

Chacune des pièces présentées ci-après est incluse dans le cadre du présent rapport annuel. Les pièces incluses dans ce dépôt sont marquées d'un astérisque (« * »); les pièces non marquées d'un astérisque ont été intégrées par renvoi à des documents déposés antérieurement, comme il est indiqué. Les pièces marquées du symbole « + » constituent un contrat de gestion ou un régime de rémunération de la direction.

Numéro de la pièce	Nom de la pièce
2.1	Convention et plan de fusion datés du 5 septembre 2016, conclus entre Spectra Energy Corp, Enbridge Inc. et Sand Merger Sub, Inc. (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
2.2	Convention d'apport datée du 18 juin 2015 intervenue entre Enbridge Inc., IPL System Inc., Enbridge Income Fund Holdings Inc., Enbridge Income Fund, Enbridge Commercial Trust et Enbridge Income Partners LP (intégrée par renvoi dans la pièce 2.1 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
3.1	Statuts de prorogation de la société, datés du 15 décembre 1987 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(a) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.2	Certificat de modification daté du 2 août 1989, modifiant les statuts de la société (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(b) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.3	Statuts modifiés de la société datés du 30 avril 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(c) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.4	Statuts modifiés de la société datés du 2 juillet 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(d) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.5	Statuts modifiés de la société datés du 6 août 1992 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(e) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.6	Clauses d'arrangement de la société datées du 18 décembre 1992 liées à la convention d'arrangement datée du 15 décembre 1992 (intégrées par renvoi dans la pièce 2.1(f) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.7	Certificat de modification de la société (exemplaire certifié notarié) daté du 18 décembre 1992 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(g) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
3.8	Statuts modifiés de la société datés du 5 mai 1994 (intégrés par renvoi dans la pièce 2.1(h) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)

	Numéro de la pièce	Nom de la pièce
	3.9	Certificat de modification daté du 7 octobre 1998 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(i) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
	3.10	Certificat de modification daté du 24 novembre 1998 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(j) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
	3.11	Certificat de modification daté du 29 avril 1999 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(k) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 7 mai 2001)
	3.12	Certificat de modification daté du 5 mai 2005 (intégré par renvoi dans la pièce 2.1(l) de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire S-8 déposée le 5 août 2005)
	3.13	Certificat de modification daté du 11 mai 2011 (intégré par renvoi dans la pièce 3.13 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.14	Certificat de modification daté du 28 septembre 2011 (intégré par renvoi dans la pièce 3.14 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.15	Certificat de modification daté du 21 novembre 2011 (intégré par renvoi dans la pièce 3.15 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.16	Certificat de modification daté du 16 janvier 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.16 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.17	Certificat de modification daté du 27 mars 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.17 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.18	Certificat de modification daté du 16 avril 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.18 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.19	Certificat de modification daté du 17 mai 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.19 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.20	Certificat de modification daté du 12 juillet 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.20 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.21	Certificat de modification daté du 11 septembre 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.21 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.22	Certificat de modification daté du 3 décembre 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.22 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.23	Certificat de modification daté du 25 mars 2013 (intégré par renvoi dans la pièce 3.23 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)

	Numéro de la pièce	Nom de la pièce
	3.24	Certificat de modification daté du 4 juin 2012 (intégré par renvoi dans la pièce 3.24 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.25	Certificat de modification daté du 25 septembre 2013 (intégré par renvoi dans la pièce 3.25 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.26	Certificat de modification daté du 10 décembre 2013 (intégré par renvoi dans la pièce 3.26 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.27	Certificat de modification daté du 10 mars 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.27 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.28	Certificat de modification daté du 20 mai 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.28 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.29	Certificat de modification daté du 15 juillet 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.29 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.30	Certificat de modification daté du 19 septembre 2014 (intégré par renvoi dans la pièce 3.30 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-4 déposée le 23 septembre 2017)
	3.31	Certificat de modification daté du 22 novembre 2016 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 1 ^{er} décembre 2016)
	3.32	Certificat de modification daté du 15 décembre 2016 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 16 décembre 2016)
	3.33	Certificat de modification daté du 13 juillet 2017 (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 13 juillet 2017)
	3.34	Certificat de modification daté du 25 septembre 2017
	3.35	Certificat de modification daté du 7 décembre 2017
	3.36	Règlement administratif N° 1 modifié et mis à jour d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 27 février 2017)
	3.37	Règlement administratif N° 2 d'Enbridge Inc. (intégré par renvoi dans le rapport courant d'Enbridge sur formulaire 6-K déposé le 5 décembre 2014)
	4.1	Convention de fiducie intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas devant être datée du 25 février 2005 (intégrée par renvoi dans la pièce 7.3 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-10 déposée le 4 février 2005)
	4.2	Première convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 1 ^{er} mars 2012 (intégrée par renvoi dans la pièce 7.3 de la déclaration d'inscription d'Enbridge sur formulaire F-10 déposée le 11 mai 2012)
	4.3	Deuxième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 19 décembre 2016 (intégrée par

	Numéro de la pièce	Nom de la pièce
		renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 20 décembre 2016)
	4.4	Troisième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 14 juillet 2017 (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 14 juillet 2017)
	4.5	Convention relative au régime de droits des actionnaires datée du 9 novembre 1995 (modifiée et mise à jour aux dates suivantes : 1 ^{er} mai 1996, 24 février 1999, 3 mai 2002, 5 mai 2005, 7 mai 2008, 11 mai 2011, 7 mai 2014 et 11 mai 2017) intervenue entre Enbridge Inc. et CST Trust Company (intégrée par renvoi dans le formulaire 6-K <i>Report of Foreign Issuer</i> d'Enbridge déposé le 12 mai 2017)
		Certains instruments définissant les droits des porteurs de titres de créance à long terme de la société inscrite et de ses filiales ont été omis conformément à l' <i>Item 601(b)(4)(iii)</i> du <i>Regulation S-K</i> . Par les présentes, la société inscrite s'engage à fournir à la SEC, sur demande, des copies desdits instruments.
*	10.1	Entente de tarification concurrentielle d'Enbridge Pipelines Inc. datée du 1 ^{er} juillet 2011
*+	10.2	Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (avant 2014)
*+	10.3	Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (2014-2016)
*+	10.4	Modèle de contrat d'emploi pour les membres de la haute direction (2017)
*+	10.5	Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge (2007) (Canada)
*+	10.6	Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011)
*+	10.7	Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011) et modifiée de nouveau (2012)
*+	10.8	Régime d'options d'achat d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011) et modifiée de nouveau (2012 et 2014)
*+	10.9	Régime d'unités d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007, modifié en date de novembre 2014)
*+	10.10	Régime d'unités d'actions fondées sur le rendement d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée
*+	10.11	Régime d'unités d'actions restreintes d'Enbridge Inc. (2006), dans sa version modifiée
*+	10.12	Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2007)
*+	10.13	Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011)
*+	10.14	Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée et mise à jour (2011 et 2014)
*+	10.15	Régime d'options d'achat d'actions incitatives d'Enbridge Inc. (2017), dans sa version modifiée
*+	10.16	Régime de rémunération des administrateurs d'Enbridge Inc., 3 novembre 2015, avec prise d'effet le 1 ^{er} janvier 2016
*+	10.17	Régime d'intéressement à court terme d'Enbridge Inc. (2007), dans sa version modifiée
*+	10.18	Régime de retraite complémentaire d'Enbridge, dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1 ^{er} janvier 2005
*+	10.19	Modification n° 1 et modification n° 2 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge dans leur version modifiée et mise à jour en date du 1 ^{er} janvier 2005

	Numéro de la pièce	Nom de la pièce
*+	10.20	Régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1 ^{er} janvier 2005)
*+	10.21	Modification n° 1 et modification n° 2 du régime de retraite complémentaire d'Enbridge pour les employés américains (dans leur version modifiée et mise à jour en date du 1 ^{er} janvier 2005)
*+	10.22	Régime d'épargne-retraite des administrateurs de Spectra Energy Corp, dans sa version modifiée et mise à jour
*+	10.23	Régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp, dans sa version modifiée et mise à jour
*+	10.24	Régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy, dans sa version modifiée et mise à jour
*+	10.25	Convention générale datée du 20 juin 2014 relative au régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp, au régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy Corp et au régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp
*+	10.26	Modèle d'entente de Spectra Energy Corp en cas de changement de contrôle (dans sa version modifiée et mise à jour)
*+	10.27	Modèle de convention d'attribution d'actions fictives de Spectra Energy Corp (2015) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp
*+	10.28	Modèle de convention d'options d'achat d'actions de Spectra Energy Corp (options d'achat d'actions non visées) (2016) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp
*+	10.29	Modèle de convention d'attribution d'actions au rendement de Spectra Energy Corp (2016) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp
*+	10.30	Modèle de convention d'attribution d'actions fictives de Spectra Energy Corp (2016) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (règlement en trésorerie)
*+	10.31	Modèle de convention d'attribution d'actions fictives de Spectra Energy Corp (2016) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (règlement en actions)
*+	10.32	Régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (dans sa version modifiée et mise à jour)
*+	10.33	Régime incitatif à court terme à l'intention des membres de la haute direction de Spectra Energy Corp (dans sa version modifiée et mise à jour)
*+	10.34	Modèle de convention d'attribution d'actions fictives de Spectra Energy Corp (2017) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (règlement en trésorerie)
*+	10.35	Modèle de convention d'attribution d'actions fictives de Spectra Energy Corp (2017) aux termes du régime incitatif à long terme 2007 de Spectra Energy Corp (règlement en actions)
*+	10.36	Deuxième modification du régime d'épargne-retraite de la haute direction de Spectra Energy Corp (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1 ^{er} mai 2012)
*+	10.37	Deuxième modification du régime de retraite à solde de caisse de la haute direction de Spectra Energy Corp (dans sa version modifiée et mise à jour en date du 1 ^{er} mai 2012)
*	12.1	Calcul du ratio du bénéfice sur les frais fixes
*	21.1	Filiales de la société inscrite
*	23.1	Consentement de PricewaterhouseCoopers LLP
*	24.1	Procuration (comprise dans la page de signatures du rapport annuel)
*	31.1	Attestation en vertu de l'article 302 de la <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
*	31.2	Attestation en vertu de l'article 302 de la <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .

	Numéro de la pièce	Nom de la pièce
*	32.1	Attestation en vertu de l'article 1350 du titre 18 du U.S. Code en la forme adoptée conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
*	32.2	Attestation en vertu de l'article 1350 du titre 18 du U.S. Code en la forme adoptée conformément à l'article 906 de la loi intitulée <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
*	101.INS	Document d'instance XBRL.
*	101.SCH	Schéma d'extension de taxonomie XBRL.
*	101.CAL	Linkbase de calcul d'extension de taxonomie XBRL.
*	101.DEF	Linkbase de définition d'extension de taxonomie XBRL.
*	101.LAB	Linkbase d'étiquette d'extension de taxonomie XBRL.
*	101.PRE	Linkbase de présentation d'extension de taxonomie XBRL.

SIGNATURES

PROCURATION

Chaque personne dont le nom figure ci-après constitue et nomme Robert R. Rooney, John K. Whelen et Tyler W. Robinson, individuellement, chacun pouvant agir sans la participation de l'autre, comme fondés de pouvoir et mandataires véritables et légitimes des soussignés, avec plein pouvoir de substitution, au nom et à la place des soussignés, en toute qualité, pour qu'ils signent les modifications du présent rapport annuel de la société sur formulaire 10-K et pour qu'ils déposent auprès de la Securities and Exchange Commission ces modifications et ces suppléments, leurs pièces et tous les autres documents qui s'y rapportent, et chacune accorde par les présentes aux fondés de pouvoir et mandataires les pouvoirs et l'autorité nécessaires pour prendre les mesures requises, à tous égards et aussi entièrement que le feraient ou pourraient le faire les soussignés eux-mêmes, et ratifie et confirme par les présentes l'ensemble des mesures que peuvent légalement prendre ou faire prendre les fondés de pouvoir et mandataires susmentionnés, ou ses fondés de pouvoir et mandataires de remplacement, en vertu des présentes.

Conformément aux exigences de l'article 13 ou de l'alinéa 15(d) de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, la société inscrite a dûment fait signer le présent rapport en son nom par le soussigné, qui y était dûment autorisé.

ENBRIDGE INC.
(émetteur inscrit)

Date : 16 février 2018

Par : /s/ Al Monaco

Al Monaco
Président et chef de la direction

Conformément aux exigences de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, le présent rapport a été signé ci-dessous le 16 février 2018 par les personnes suivantes au nom de la société inscrite et en la qualité indiquée.

/s/ Al Monaco
Al Monaco
Président et chef de la direction *et administrateur*
(*Principal cadre dirigeant*)

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

/s/ Allen C. Capps
Allen C. Capps
Vice-président et chef de la comptabilité
(*Principal cadre comptable*)

/s/ Gregory L. Ebel
Gregory L. Ebel
Président du conseil d'administration

/s/ Pamela L. Carter
Pamela L. Carter
Administratrice

/s/ Clarence P. Cazalot, Jr.
Clarence P. Cazalot, Jr.
Administrateur

/s/ Marcel R. Coutu
Marcel R. Coutu
Administrateur

/s/ J. Herb England
J. Herb England
Administrateur

/s/ Charles W. Fischer
Charles W. Fischer
Administrateur

/s/ V. Maureen Kempston Darkes
V. Maureen Kempston Darkes
Administratrice

/s/ Michael McShane
Michael McShane
Administrateur

/s/ Michael E.J. Phelps
Michael E.J. Phelps
Administrateur

/s/ Rebecca B. Roberts
Rebecca B. Roberts
Administratrice

/s/ Dan C. Tutcher
Dan C. Tutcher
Administrateur

/s/ Cathy L. Williams
Cathy L. Williams
Administratrice

Cette page est intentionnellement laissée en blanc.

Cette page est intentionnellement laissée en blanc.



Le classement « Global 100 » reconnaît les entreprises mondiales les plus proactives au chapitre de la gestion des questions liées à l'environnement, à la responsabilité sociale et à la gouvernance. En janvier 2018, Enbridge y a été nommée pour la neuvième année d'affilée et pour la douzième année au total. À l'échelle mondiale, Enbridge est passée au 12^e rang (39^e rang en 2017), soit la première des quatre entreprises canadiennes inscrites au classement, et la seule société canadienne du secteur énergétique à se distinguer à ce titre.

Rapport à la collectivité sur la sécurité

Consultez le Rapport à la collectivité sur la sécurité, préparé annuellement, qui souligne nos progrès dans l'atteinte d'une fiche de sécurité parfaite et de zéro incident, à enbridge.com/safetyreport

Rapport sur le développement durable

Enbridge publie chaque année un Rapport sur le développement durable. Notre premier rapport en tant qu'entreprise regroupée sera publié en juin 2018 et pourra être consulté à enbridge.com/sustainability

Rapport annuel en ligne

Consultez le Rapport annuel 2017 d'Enbridge à enbridge.com/ar2017

Enbridge tient résolument à réduire son impact environnemental par tous les moyens possibles, y compris pour la production de la présente publication. Cette dernière a été imprimée intégralement sur du papier certifié FSC® composé de fibres recyclées postconsommation.

