
Enbridge Inc.

Premier trimestre

Rapport intermédiaire aux actionnaires

Trimestre clos le 31 mars 2017



POINTS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

(Tous les montants (non audités) sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Bénéfice de 638 M\$, ou 0,54 \$ par action ordinaire, au premier trimestre, compte tenu de l'incidence d'un certain nombre de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation
- Bénéfice ajusté de 675 M\$, ou 0,57 \$ par action ordinaire, au premier trimestre
- Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts (« BAII ») de 1 515 M\$ au premier trimestre
- Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation (« FTDLE ») de 1 215 M\$ ou 1,03 \$ par action ordinaire au premier trimestre
- Le 27 février 2017, conclusion d'une opération de fusion avec échange d'actions pour acquérir Spectra Energy Corp (« Spectra Energy »), qui crée la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord
- Prévisions postfusion d'Enbridge pour les FTDLE de l'exercice 2017 complet de 3,60 \$ à 3,90 \$ par action, et du BAII de 7,2 G\$ à 7,6 G\$
- À ce jour en 2017, mise en service par Enbridge de 2,4 G\$ de projets d'investissement de croissance, dont le jumelage du pipeline Athabasca pour le transport du pétrole brut, le pipeline de diluants Norlite et le prolongement du gazoduc de Jackfish Lake
- En février, acquisition par Enbridge d'une participation de 50 % dans le projet éolien extracôtier Hohe See, en Allemagne, au coût de 1,7 G\$, et d'une participation de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken au coût de 1,5 G\$ US
- Le 25 avril 2017, lancement par Enbridge d'un appel de soumissions exécutoires pour un accroissement de capacité de 190 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») de gaz naturel sur son gazoduc T-South en Colombie-Britannique, au coût estimatif de 1 G\$; sous réserve de l'issue de l'appel de soumissions, le projet pourrait être mis en service au plus tard à la fin de 2020
- Renforcement du bilan au cours du premier trimestre de 2017 par le truchement d'un placement secondaire de 0,6 G\$ d'actions ordinaires d'Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») ayant permis à Enbridge de dépasser son objectif de monétisation d'actifs de 2 G\$ fixé lors de l'annonce de son regroupement avec Spectra Energy
- Le 28 avril 2017, annonce par Enbridge et sa société affiliée, Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), de la conclusion de l'examen stratégique d'EEP et de ses résultats, qui renforcent sa structure commerciale et ses perspectives financières
- Le 4 mai 2017, annonce par Enbridge de la majoration du dividende sur ses actions ordinaires d'environ 5 %, faisant passer le dividende trimestriel payable le 1^{er} juin 2017 à 0,61 \$ par action

CALGARY, ALBERTA, le 11 mai 2017 – Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») (TSX : ENB) (NYSE : ENB) a annoncé aujourd'hui un BAII ajusté de 1 515 M\$ pour le premier trimestre de 2017. Les FTDLE se sont établis à 1 215 M\$, ou 1,03 \$ par action ordinaire, au premier trimestre. Ces résultats reflètent environ un mois d'apports financiers des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion avec Spectra Energy, close le 27 février 2017.

Les FTDLE par action pour le premier trimestre de 2017 ont été inférieurs à ceux du premier trimestre de 2016 en raison d'un certain nombre de facteurs, dont le moment de la clôture du regroupement avec Spectra Energy, l'incidence de températures supérieures à la normale dans les zones de franchise de distribution de gaz de la société et les opérations effectuées en 2016 afin de consolider le bilan. L'effet des actions émises à la clôture de l'opération de fusion est amplifié en raison du fait que les actifs existants de Spectra Energy contribuent d'ordinaire une proportion disproportionnée (de 25 % à 30 %) des FTDLE annuels au cours des deux premiers mois de l'exercice. L'incidence des répartitions des liquidités sur le réseau principal sur le rendement des pipelines en aval et les changements dans le taux de couverture effectif ont également influé sur les résultats trimestriels. L'apport des FTDLE au secteur Oléoducs devrait augmenter au cours des trimestres à venir compte tenu des optimisations prévues de la capacité, de la hausse du taux de change de couverture et de l'incidence des flux de trésorerie supplémentaires provenant des nouveaux projets mis en service.

Prévisions 2017

Pour l'avenir, la société s'attend à générer, sur une base consolidée, des FTDLE par action entre 3,60 \$ et 3,90 \$ pour l'exercice 2017 complet. Cette fourchette prévue reflète, entre autres facteurs, l'incidence positive de la vigueur soutenue des volumes de débit de pétrole brut sur le réseau principal; la contribution sur l'exercice complet des 2 G\$ de nouveaux projets de croissance ayant été mis en service en 2016 et celle, sur une partie de l'exercice, des plus de 13 G\$ de nouveaux projets de croissance prévus en 2017; la hausse additionnelle des tarifs de base des services publics, principalement compensée en partie par l'effet saisonnier de la clôture de l'opération de fusion avec Spectra Energy décrite plus haut; le report précédemment annoncé au 1^{er} décembre 2017 de la mise en service du projet de prolongement du pipeline Wood Buffalo, exigé par les expéditeurs; et le temps doux du premier trimestre.

« Nous sommes très satisfaits d'avoir clos la fusion avec Spectra Energy au premier trimestre et nous sommes maintenant en bonne position pour exploiter les avantages stratégiques et financiers de l'opération, a déclaré Al Monaco, président et chef de la direction d'Enbridge Inc. Compte tenu des ajustements liés au moment de l'opération et des autres facteurs susmentionnés, nos objectifs pour l'exercice 2017 complet et nos perspectives d'avenir demeurent conformes à nos hypothèses originales et à nos attentes pour Enbridge postérieurement à la fusion avec Spectra. L'intégration des entreprises va bon train, et nous avons fait des progrès rapides en matière de synergie. »

Exécution des projets de croissance

Enbridge poursuit l'exécution de son programme de dépenses en immobilisations de croissance de 27 G\$ garanti sur le plan commercial, et la société a mis pour 2,4 G\$ de projets en service jusqu'à maintenant en 2017, dont le jumelage du pipeline Athabasca, le pipeline de diluants Norlite et le prolongement du gazoduc de Jackfish Lake. Ces projets sont tous appuyés par des contrats d'achat ferme à faible risque ou des ententes commerciales similaires qui généreront du bénéfice et des flux de trésorerie hautement prévisibles. D'ici la fin de l'exercice, la société prévoit la mise en service de projets de croissance d'une valeur additionnelle de 11 G\$, puis de 4 G\$ supplémentaires en 2018. Étant donné le moment d'exécution et le profil de rendement de ces projets, leurs incidences sur le bénéfice et les flux de trésorerie se feront pleinement sentir à compter de 2018.

En février 2017, Enbridge a ajouté le projet éolien extracôtier de Hohe See, en Allemagne, à son portefeuille de projets garantis sur le plan commercial. À titre de l'un des promoteurs, Enbridge participera à la construction et à l'exploitation du projet dont la mise en service devrait avoir lieu vers la fin de 2019 et dans lequel elle investira au total de 1,7 G\$ (1,07 G€).

Toujours en février 2017, Enbridge a réalisé l'acquisition d'une participation de 27,6 % dans le réseau pipelinier Bakken, qui comprend le projet de pipeline Dakota Access et d'oléoduc Energy Transfer, et relie la riche formation de Bakken, dans le Dakota du Nord, au district PADD II de l'est des États-Unis et à la côte américaine du golfe du Mexique. La mise en service de ces pipelines est prévue pour le deuxième trimestre de 2017.

Le 25 avril 2017, Enbridge a lancé un appel de soumissions exécutoires concernant son réseau pipelinier T-South en Colombie-Britannique pour un accroissement de capacité de 190 Mpi³/j de gaz naturel sur le marché Huntington-Sumas à la frontière canado-américaine. Le volume transporté par le réseau est entièrement visé par des contrats, et une expansion est nécessaire pour répondre à la demande croissante des clients par suite de la production en croissance rapide dans les régions prolifiques de Montney et Duvernay. Le projet comprendrait le doublage du réseau T-South et des mises à niveau aux installations de compression le long du réseau pipelinier au coût d'environ 1 G\$. Sous réserve de l'issue de l'appel de soumissions, le projet pourrait être mis en service au plus tard à la fin de 2020.

« Ces récents faits saillants témoignent de l'ampleur et de la diversité de nos occasions de croissance », a fait remarquer M. Monaco.

« Le réseau pipelinier Bakken accroît notre présence dans la région de Bakken et sur la côte américaine du golfe du Mexique, et aura pour effet de hausser immédiatement les FTDLE en 2017. Le projet éolien

extracôtier de Hohe See est un exemple des occasions de croissance qui se présentent à nous dans ce secteur en Europe. Et, par l'entremise de notre processus d'appel de soumissions précoce pour notre réseau de l'Ouest canadien, nous attendons une forte demande sur le pipeline T-South, compte tenu des solides facteurs fondamentaux soutenant une production accrue de gaz naturel dans les régions de Montney et Duvernay. »

Progrès en matière de financement

Au premier trimestre de 2017, Enbridge a amélioré encore davantage ses liquidités et sa souplesse financière en réunissant un montant additionnel de 0,2 G\$ en facilités de crédit engagées et près de 0,3 G\$ en nouveaux capitaux au moyen de ses programmes de réinvestissement de dividendes, de dividendes versés en nature et d'achat d'actions au cours du marché offert par le groupe d'Enbridge. En mars 2017, la société a assemblé des fonds supplémentaires en vendant le pipeline Ozark pour un produit net d'environ 0,3 G\$.

En outre, Enbridge a mobilisé environ 0,6 G\$ de capitaux en vendant une partie de sa participation dans le groupe du fonds dans le cadre d'un placement secondaire d'actions d'ENF. L'opération était conforme à l'objectif préalablement communiqué de la société d'accroître graduellement, au fil du temps, la participation économique publique dans le groupe du fonds à hauteur de 20 % ainsi que d'augmenter la capitalisation boursière et la liquidité sur les marchés d'ENF. Enbridge détient actuellement une participation de 84,6 % dans le groupe du fonds, et elle prévoit conserver une participation considérable.

Au moment de l'annonce de la fusion avec Spectra Energy en 2016, Enbridge a aussi fait part de son intention de se dessaisir d'actifs pour un montant de 2 G\$ afin de renforcer son bilan et d'accroître la souplesse financière de la société issue du regroupement. Par le truchement de la vente du pipeline Ozark, du placement secondaire d'actions d'ENF et de la vente d'autres actifs au quatrième trimestre de 2016, la société s'est dessaisie d'environ 2,3 G\$ d'actifs, dépassant ainsi son objectif antérieurement annoncé.

Restructuration et simplification des entités détenues à titre de promoteur

La société est d'avis que des entités bien structurées continueront d'être une autre source de financement intéressante et un moyen efficace de rehausser la valeur et le rendement des infrastructures énergétiques du groupe d'Enbridge dans son ensemble. Au cours des derniers mois, la société a pris plusieurs mesures pour renforcer et simplifier les entités qu'elle détient à titre de promoteur, à savoir la structure de DCP Midstream Partners, L.P. et la privatisation de Midcoast Energy Partners, L.P.

Le 28 avril 2017, la société a annoncé les résultats de l'examen stratégique d'EEP, qui ont donné lieu à la mise en œuvre d'un certain nombre de mesures de restructuration dans le but d'améliorer la situation commerciale et financière d'EEP, et de rétablir son efficacité d'entité détenue à titre de promoteur. Grâce à ces mesures, EEP deviendra une société en commandite principale autofinancée entièrement axée sur les oléoducs, dotée d'un modèle d'entreprise à faible risque, dont la croissance interne est intégrée et hautement visible, et les notations de crédit, de première qualité.

Au sujet des conclusions de l'examen stratégique d'EEP, M. Monaco a précisé : « EEP détient des infrastructures essentielles de longue durée parmi les plus stratégiques d'Amérique du Nord et de la plus haute qualité qui soit. Les mesures de restructuration positionneront EEP de manière à créer de la valeur à long terme tant pour ses porteurs de parts que pour Enbridge. »

Majoration du dividende

En janvier 2017, Enbridge a annoncé qu'elle majorait de 10 % du dividende trimestriel sur ses actions ordinaires, le faisant passer à 0,583 \$ par action. La société marquait ainsi la vingt-deuxième majoration annuelle du dividende. Le 4 mai 2017, comme elle l'avait envisagé, Enbridge a de nouveau majoré son dividende trimestriel sur les actions ordinaires d'environ 5 % pour le faire passer à 0,61 \$ par action. Avec ces deux majorations, le dividende dépasse d'environ 15 % le dividende trimestriel par action ordinaire versé en 2016.

« Notre confiance dans une augmentation de 15 % du dividende trimestriel par action cette année traduit la vigueur et la stabilité de notre portefeuille d'actifs, de même que nos perspectives d'avenir très positives pour la société issue du regroupement, indique M. Monaco. À long terme, la solidité et la diversité de nos actifs existants, alliées à nos six plateformes de croissance solides, permettront à Enbridge d'assurer la croissance du dividende dans la fourchette de 10 % à 12 % par an jusqu'en 2024. »

Et M. Monaco de conclure : « Nous croyons fermement que la société issue du regroupement, grâce à son modèle d'entreprise à faible risque et à ses plateformes de croissance diversifiées, pourra créer une valeur solide pour toutes ses parties prenantes au-delà de la prochaine décennie. »

APERÇU DU PREMIER TRIMESTRE DE 2017

Pour un complément d'information sur les projets de croissance et les résultats d'exploitation d'Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société »), prière de consulter le rapport de gestion déposé sur SEDAR et sur EDGAR, et disponible également sur le site Web de la société au www.enbridge.com/InvestorRelations.aspx.

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS ET IMPÔTS

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le BAII s'est établi à 1 629 M\$ comparativement à 2 176 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2016. Ainsi qu'il est commenté à la rubrique *BAII ajusté*, le bénéfice du premier trimestre de 2017 a profité de l'incidence positive des nouveaux actifs issus de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017.

La diminution du BAII d'un trimestre à l'autre est largement imputable au secteur Oléoducs, dont le BAII ajusté a été moins élevé pour le trimestre clos le 31 mars 2017, en raison principalement de la baisse du taux de change effectif, de la cession de certains actifs du secteur Oléoducs et d'une modification de la politique de normalisation pour la constatation des droits de rattrapage. Le BAII pour le reste de l'exercice devrait subir l'incidence positive de l'optimisation du débit sur le réseau principal et des nouveaux projets qui seront mis en service en 2017.

La comparabilité des résultats de la société d'un trimestre à l'autre subit également l'effet de plusieurs facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation qui sont énumérés dans les tableaux sur le rapprochement des mesures non conformes aux PCGR et analysés dans les résultats de chaque secteur, les plus importants étant les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le BAII de la société rendait compte de gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 416 M\$, comparativement à des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 932 M\$ inscrits pour la période correspondante de 2016. La société dispose 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 le bénéfice à court terme. À long terme, Enbridge estime que son programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose sa proposition de valeur aux investisseurs.

Pour le premier trimestre de 2017, le BAII rendait compte également de charges de 152 M\$ (111 M\$ après impôts) relatives aux coûts liés à l'opération de fusion, ainsi que des coûts de séparation versés aux salariés de 129 M\$ (92 M\$ après impôts) liés aux compressions de personnel effectuées à l'échelle de la société en mars 2017 dans le cadre de la réalisation de l'opération de fusion.

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est chiffré à 638 M\$ (bénéfice de 0,54 \$ par action ordinaire), contre un bénéfice de 1 213 M\$ (bénéfice de 1,38 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2016. Ainsi qu'il est commenté de façon plus détaillée à la rubrique *BAII ajusté*, le bénéfice du premier trimestre a profité de l'incidence positive des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017.

En plus des facteurs évoqués à la rubrique *BAll* plus haut et aux rubriques *BAll ajusté* et *Bénéfice ajusté* plus loin, la comparabilité d'un trimestre à l'autre du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a subi l'effet de plusieurs facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation résumés à la rubrique *Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR – BAll et bénéfice ajusté*.

La baisse du bénéfice par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, reflétait également l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion ainsi que d'autres émissions d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016, dont 56 millions d'actions ordinaires émises en mars 2016.

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS ET IMPÔTS AJUSTÉ

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le BAll ajusté a atteint 1 515 M\$, une hausse de 141 M\$ comparativement à la période correspondante de 2016. Le BAll ajusté du premier trimestre de 2017 rendait compte des résultats d'exploitation de 33 jours provenant des nouveaux actifs intégrés dans le cadre de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017. Les apports provenant de ces nouveaux actifs ont été le facteur déterminant de la croissance du BAll ajusté consolidé d'un trimestre à l'autre.

La croissance du BAll ajusté consolidé a été plus prononcée dans le secteur Gazoducs et traitement, où est consigné l'essentiel des nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion. La croissance de ce secteur d'un trimestre à l'autre a également rendu compte de l'apport des usines Tupper Main et Tupper West acquises en avril 2016, ainsi que de la hausse du BAll ajusté d'Alliance Pipeline attribuable à la forte demande de service garanti saisonnier au premier trimestre de 2017.

Le BAll ajusté du secteur Oléoducs a été moins élevé pour le premier trimestre de 2017 que pour la période correspondante de 2016, en raison de plusieurs facteurs, notamment la baisse d'un trimestre à l'autre du taux de couverture de change utilisé pour comptabiliser les produits d'exploitation du réseau principal au Canada. Les droits repères aux termes du TIC et leurs composantes sont établis en dollars américains, et le risque de change sur les produits d'exploitation du réseau principal au Canada de la société est couvert en majeure partie. Le taux de couverture effectif pour la conversion des produits tirés d'opérations en dollars américains du réseau principal au Canada pour le premier trimestre de 2017 était de 1,04 \$ contre 1,11 \$ pour la période correspondante de 2016. De plus, le taux de change du dollar canadien auquel sont converties les opérations aux États-Unis s'est raffermi pour passer de 1,37 \$ au premier trimestre de 2016 à 1,32 \$ pour la période correspondante en 2017.

La vente de certains actifs, la réduction des surcharges sur le réseau Bakken et la diminution des apports de l'installation ferroviaire d'EEP en raison de l'expiration des contrats ont contribué à faire reculer le BAll d'un trimestre à l'autre. Par ailleurs, le BAll des réseaux du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis était moins élevé au premier trimestre de 2017, car depuis le 1^{er} janvier 2017, pour déterminer son BAll ajusté, la société n'ajuste plus les produits reportés découlant de certains contrats d'achat ferme assortis de droits de rattrapage. Le BAll pour le reste de l'exercice devrait subir l'incidence positive de l'optimisation du débit sur le réseau principal et des nouveaux projets qui seront mis en service en 2017.

Dans le secteur Distribution de gaz, Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») a généré un BAll ajusté moins élevé au premier trimestre de 2017 comparativement à la période correspondante de 2016, en raison principalement des produits de distribution moins élevés, imputables au temps plus chaud que la normale enregistré au premier trimestre de 2017. À partir du 1^{er} janvier 2017, EGD a cessé d'exclure de son BAll ajusté l'incidence des températures plus chaudes ou plus froides que la normale. L'incidence du temps chaud sur le BAll ajusté d'EGD pour le premier trimestre de 2017 a été d'environ 29 M\$. La diminution du BAll ajusté d'EGD d'un trimestre à l'autre a été plus que compensée par les apports d'Union Gas depuis la conclusion de l'opération de fusion.

À l'unité Éliminations et divers, les charges d'exploitation et d'administration plus élevées ont entraîné une augmentation de la perte ajustée d'un trimestre à l'autre. Elles ont été plus élevées au premier trimestre de 2017 du fait de la hausse des coûts liés aux technologies de l'information et aux autres

services centralisés à la suite de l'intégration de Spectra Energy et en raison aussi de la diminution proportionnelle des recouvrements tirés des unités d'exploitation au cours du trimestre.

BÉNÉFICE AJUSTÉ

Le bénéfice ajusté s'est établi à 675 M\$ (bénéfice de 0,57 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2017, contre 663 M\$ (bénéfice de 0,76 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2016.

La hausse de la charge d'intérêts découlant de la dette prise en charge dans le cadre de l'opération de fusion a en partie annulé la croissance du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre dont il est question plus haut. Les dividendes sur actions privilégiées ont également augmenté d'un exercice à l'autre en raison des actions privilégiées supplémentaires qui ont été émises au quatrième trimestre de 2016 en vue de financer en partie le programme de croissance de la société.

Les impôts sur les bénéfices ont été moins élevés au premier trimestre de 2017 en dépit de l'augmentation du bénéfice ajusté d'un trimestre à l'autre, en raison de la provision au titre de l'évaluation inscrite au premier trimestre de 2016.

Le bénéfice ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables a augmenté au premier trimestre de 2017 comparativement à la période correspondante de 2016. L'accroissement est attribuable aux nouvelles participations ne donnant pas le contrôle liées aux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et à la hausse du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle en raison de la restructuration d'EEP.

La charge d'intérêts, les impôts sur les bénéfices, les participations ne donnant pas le contrôle et les participations ne donnant pas le contrôle rachetables ont également subi l'incidence des ajustements effectués pour tenir compte de facteurs inhabituels, non récurrents et hors exploitation.

Le bénéfice ajusté par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, reflétait également l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion ainsi que d'autres émissions d'environ 75 millions d'actions en 2016, dont 56 millions d'actions ordinaires émises en mars 2016.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES LIÉS À L'EXPLOITATION

Pour le premier trimestre de 2017, les FTDLE ont totalisé 1 215 M\$, soit 1,03 \$ par action ordinaire, comparativement à 1 114 M\$, ou 1,27 \$ par action ordinaire, au premier trimestre de 2016. La croissance des FTDLE d'un exercice à l'autre a subi l'incidence des mêmes facteurs décrits plus haut sous la rubrique *BAII ajusté* et d'autres facteurs dont il est question ci-dessous. Toutefois, les FTDLE par action ordinaire ont diminué d'un trimestre à l'autre, étant donné l'incidence de l'augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation à la suite de l'opération de fusion le 27 février 2017 et d'autres émissions 2016, dont il est question à la rubrique *Bénéfice ajusté*.

L'augmentation des FTDLE d'un trimestre à l'autre est également attribuable aux distributions en trésorerie plus élevées découlant des participations en titres de capitaux propres de la société, dues à leur rendement d'exploitation accru ainsi qu'aux distributions de récents placements en actions faisant partie de l'opération de fusion.

Les incidences positives sur les FTDLE d'un trimestre à l'autre décrites ci-dessus ont été partiellement annulées par des investissements de maintien plus élevés au premier trimestre de 2017, liés aux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et à certaines améliorations locatives dans le secteur Oléoducs. L'augmentation des FTDLE a également été en partie atténuée, d'une part par la diminution des investissements de maintien du secteur Distribution de gaz en raison d'une augmentation des coûts relatifs au programme de gestion des travaux et des actifs d'EGD en 2016, et d'autre part à cause d'une diminution – exception faite de l'incidence de l'opération de fusion – dans le secteur Gazoducs et traitement, causée par le report aux derniers trimestres de 2017 des investissements de maintien.

Cette hausse des FTDLE a aussi été partiellement contrebalancée par l'augmentation de la charge d'intérêts et des dividendes sur actions privilégiées au premier trimestre de 2017, comme il en est question à la rubrique *Bénéfice ajusté* ci-dessus.

L'augmentation des FTDLE a également été en partie atténuée par la hausse des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle acquises dans le cadre de l'opération de fusion et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables dans le groupe du fonds (comprenant Enbridge Income Fund, Enbridge Commercial Trust, Enbridge Income Partners LP (« EIPLP ») et les filiales et entités détenues d'EIPLP).

Les autres ajustements hors trésorerie comprennent divers éléments hors trésorerie présentés dans les états consolidés des flux de trésorerie de la société ainsi que des ajustements relatifs aux produits reportés reçus durant chaque exercice.

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent communiqué renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur la société, ses filiales et ses 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 BAII prévu ou le BAII ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e) par action; les FTDLE ou les FTDLE par action prévus; les flux de trésorerie futurs prévus; la vigueur et la souplesse 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 du programme de croissance garanti sur le plan commercial de la société; les possibilités de croissance et d'expansion; la conclusion prévue des acquisitions et des cessions; le coût estimatif et l'incidence, sur la performance financière de la société, de l'application d'une ordonnance sur consentement relative à la canalisation 6B et à la canalisation 6A; les dividendes futurs estimatifs; les prévisions du bénéfice ajusté par action; les prévisions de FTDLE par action; les prévisions de croissance des dividendes par action; les attentes quant à l'incidence du programme de couverture; 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 et la performance future de la société issue du regroupement; la politique de versement des dividendes, la croissance des dividendes et les versements prévus de dividendes; les options stratégiques évaluées actuellement dans le cadre de la stratégie visant les entités dont la société est le promoteur aux États-Unis ainsi que le cadre réglementaire et le recouvrement des frais reportés par Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc.

Bien que ces énoncés prospectifs soient, de l'avis d'Enbridge, 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 LGN et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, de LGN et de l'énergie renouvelable; les taux de change; l'inflation et les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité d'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour les projets de la société; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la concrétisation des avantages et des synergies anticipés découlant de l'opération de fusion, les lois gouvernementales, les acquisitions et le calendrier s'y rapportant; la réussite des plans d'intégration; le coût lié à l'application de l'ordonnance sur consentement relative à la canalisation 6B et à la canalisation 6A; l'incidence de la politique en matière de dividendes sur les flux de trésorerie futurs de la société; les notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAII prévu ou le BAII ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus ainsi que les FTDLE et les FTDLE par action 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. Ces facteurs sont pertinents pour tous les énoncés prospectifs puisqu'ils peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande pour les services de la société. 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 la société évolue, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande pour les services de la société 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, en particulier en ce qui concerne l'incidence de l'opération de fusion sur la société, le BAII prévu, le BAII ajusté, le bénéfice (la perte), le bénéfice (la perte) ajusté(e), les FTDLE et les montants connexes 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, les gouvernements et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service; et les régimes de recouvrement des coûts.

Les énoncés prospectifs d'Enbridge sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'incidence de l'opération de fusion, des prévisions du BAII ajusté, du bénéfice ajusté et du bénéfice ajusté par action, des prévisions des FTDLE et des FTDLE par action, des prévisions de croissance des dividendes par action, du rendement de l'exploitation, de la politique en matière de versement de dividendes, des paramètres de la réglementation, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprunts, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, de l'offre et la demande pour les marchandises et de l'application prévue de l'ordonnance sur consentement relative à la canalisation 6B et à la canalisation 6A, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent communiqué et dans d'autres documents déposés par la société 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 le plan d'action futur d'Enbridge 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 n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent communiqué 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, attribuable à Enbridge ou à quiconque agissant au nom de la société, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.

DÉCLARATION DE DIVIDENDES

Le 4 mai 2017, le conseil d'administration d'Enbridge a déclaré les dividendes trimestriels suivants. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} juin 2017 aux actionnaires inscrits le 15 mai 2017.

Actions ordinaires	0,61000 \$
Actions privilégiées, Série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, Série B	0,25000 \$
Actions privilégiées, Série D	0,25000 \$
Actions privilégiées, Série F	0,25000 \$
Actions privilégiées, Série H	0,25000 \$
Actions privilégiées, Série J	0,25000 \$ US
Actions privilégiées, Série L	0,25000 \$ 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 \$

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent communiqué renferme des références au BAII ajusté, au bénéfice (à la perte) ajusté(e), au bénéfice (à la perte) ajusté(e) par action ordinaire, aux FTDLE et aux FTDLE par action ordinaire. Le BAII ajusté s'entend BAII ajusté pour exclure des facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation des données sectorielles ou consolidées. Le bénéfice (la perte) ajusté(e) représente le bénéfice ou la perte attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ajusté(e) pour exclure les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation inclus dans le BAII ajusté, ainsi que d'ajustements au titre de facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation relativement à la charge d'intérêts, aux impôts sur les bénéfices, aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables des données consolidées. Ces facteurs, assimilés à des éléments d'ajustement, sont rapprochés et décrits dans la section sur les résultats financiers du secteur d'activité touché du rapport de gestion de la société.

Les FTDLE sont définis comme étant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les variations des actifs et des passifs d'exploitation (y compris les variations des passifs environnementaux), déduction faite des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables, des dividendes sur les actions privilégiées et des investissements de maintien, ainsi que des ajustements pour les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation.

La direction est d'avis que la présentation d'informations sur le BAII ajusté, le bénéfice (la perte) ajusté(e), le bénéfice (la perte) ajusté(e) par action ordinaire, les FTDLE et les FTDLE par action ordinaire fournit des renseignements utiles aux investisseurs et aux actionnaires puisqu'elle contribue à rehausser la transparence et donne un meilleur aperçu de la performance de la société. La direction se sert du BAII ajusté et du bénéfice (de la perte) ajusté(e) afin de fixer les objectifs de la société et d'évaluer le rendement de cette dernière. La direction a également recours aux FTDLE pour évaluer la performance de la société et pour déterminer le versement de dividendes ciblé. Le BAII ajusté, le BAII ajusté pour chacun des secteurs, le bénéfice (la perte) ajusté(e), le bénéfice (la perte) ajusté(e) par action ordinaire,

les FTDLE et les FTDLE par action ordinaire sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis ») et ne sont pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces mesures ne sauraient être comparées aux mesures de même nature présentées par d'autres émetteurs.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAIL ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice avant intérêts et impôts	1 629	2 176
Éléments d'ajustement ¹ :		
Variations des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés ²	(416)	(932)
Perte de change intersociétés non réalisée	7	60
Essais hydrostatiques	-	(12)
Droits de rattrapage ³	-	67
Coûts de correction de fuites, déduction faite des règlements de compagnies d'assurance	4	15
Températures supérieures à la normale ⁴	-	17
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	153	-
Coûts de séparation versés aux salariés et coûts de restructuration	129	-
Autres	9	(17)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	1 515	1 374
Charge d'intérêts	(486)	(412)
Impôts sur les bénéfices	(198)	(417)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(224)	(61)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :		
Charge d'intérêts	21	18
Impôts sur les bénéfices	54	241
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables	76	(7)
Bénéfice ajusté	675	663

1 Le tableau présente les ajustements en fonction de leur nature. Pour obtenir une description détaillée de ces éléments d'ajustement pour un secteur donné, se reporter à l'analyse de ce secteur dans le rapport de gestion du trimestre clos le 31 mars 2017.

2 Les variations des gains non réalisés liés à la juste valeur des dérivés sont présentées après déduction des montants réalisés au moment du règlement d'instruments dérivés au cours de la période visée.

3 Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAIL. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers – Oléoducs dans le rapport de gestion du trimestre clos le 31 mars 2017.

4 Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAIL. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers – Distribution de gaz dans le rapport de gestion du trimestre clos le 31 mars 2017.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAI AJUSTÉ ET FTDLE

Pour faciliter la compréhension de la relation entre le BAI ajusté et les FTDLE, le tableau ci-après présente un rapprochement entre ces deux mesures clés non conformes aux PCGR.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	1 515	1 374
Amortissement ¹	672	559
Investissements de maintien ²	(182)	(151)
	2 005	1 782
Charge d'intérêts ³	(479)	(394)
Impôts exigibles ³	(41)	(47)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(191)	(184)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(54)	(42)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Distributions en trésorerie inférieures à la quote-part du bénéfice des satellites ³	(13)	(22)
Autres ajustements hors trésorerie	71	94
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation	1 215	1 114
<i>1 Amortissement :</i>		
Oléoducs	356	346
Gazoducs et traitement	136	74
Distribution de gaz	112	80
Énergie verte et transport	51	48
Éliminations et divers	17	11
	672	559
<i>2 Investissements de maintien :</i>		
Oléoducs	(51)	(43)
Gazoducs et traitement	(40)	(11)
Distribution de gaz	(65)	(81)
Énergie verte et transport	(1)	(1)
Éliminations et divers	(25)	(15)
	(182)	(151)

3 Ces soldes sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES LIÉS À L'EXPLOITATION

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation - activités poursuivies	1 677	1 861
Montant ajusté pour les variations des actifs et des passifs d'exploitation ¹	(241)	(122)
	1 436	1 739
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(191)	(184)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(54)	(42)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Investissements de maintien ²	(182)	(151)
Éléments d'ajustement importants :		
Normalisation météorologique	-	13
Droits de rattrapage	13	67
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	152	-
Provision pour réévaluation des stocks réalisée	-	(268)
Coûts de séparation versés aux salariés et coûts de restructuration ³	127	-
Autres éléments	(3)	13
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation	1 215	1 114
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation par action ordinaire	1,03	1,27

¹ Les variations des actifs et des passifs d'exploitation englobent les variations des passifs environnementaux, déduction faite des recouvrements.

² Les investissements de maintien représentent les dépenses en immobilisations requises pour le soutien et l'entretien du réseau de pipelines existant ou qui sont nécessaires pour maintenir les fonctions de service des biens existants (y compris le remplacement de composants usés, désuets ou achevant leur durée de vie utile). Aux fins des FTDLE, les investissements de maintien excluent les dépenses qui prolongent la durée de vie utile des biens, augmentent les fonctions de service par rapport aux niveaux actuels ou réduisent les coûts engagés pour rehausser les produits d'exploitation ou les fonctions de service des biens existants.

³ La provision pour réévaluation des stocks réalisée est liée à des pertes à la vente de stocks antérieurement dépréciés pour lesquels il existe un gain compensatoire d'un montant semblable réalisé sur les instruments dérivés dans les FTDLE.

RAPPORT DE GESTION POUR LE TRIMESTRE CLOS LE 31 MARS 2017

Le présent rapport de gestion daté du 11 mai 2017 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés intermédiaires non audités d'Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») au 31 mars 2017 et pour le trimestre clos à cette date et des notes y afférentes, lesquels sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). Il doit aussi être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et déposés le 17 février 2017. Pour tout renseignement concernant les actifs et activités acquis dans le cadre du regroupement avec Spectra Energy Corp (« Spectra Energy »), se reporter au rapport de gestion annuel de Spectra Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et déposé le 24 février 2017 sur le site SEDAR. À moins d'indication contraire, toutes les mesures financières présentées dans le présent rapport de gestion sont exprimées en dollars canadiens. Il est possible d'obtenir un complément d'information sur la société, y compris sa notice annuelle, sur le site SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

FUSION AVEC SPECTRA ENERGY

Le 27 février 2017, Enbridge a annoncé la clôture du regroupement préalablement annoncé entre Enbridge et Spectra Energy par voie de fusion avec échange d'actions (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 filiale en propriété exclusive d'Enbridge, est l'une des plus importantes sociétés de livraison de gaz naturel en Amérique du Nord qui 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 elle dispose de plusieurs plateformes commerciales propres à soutenir la croissance. Au moment de la clôture de l'opération de fusion, le programme d'immobilisations de la société comprenait des projets de croissance garantis sur le plan commercial totalisant 27 G\$ et qui devraient entrer en service d'ici à 2019, ainsi qu'un portefeuille supplémentaire de projets aux premiers stades de développement totalisant environ 48 G\$ et qui devraient entrer en service d'ici à 2024. Ces projets de croissance, ajoutés aux activités existantes d'Enbridge, devraient entraîner une hausse du dividende de 10 % à 12 % en moyenne d'ici à 2024.

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 *Résultats financiers* du présent rapport de gestion. Les résultats d'exploitation provenant des actifs acquis par la voie de l'opération de fusion sont inclus dans les états financiers d'Enbridge et dans le présent rapport de gestion de façon prospective à partir de la date de clôture de l'opération de fusion.

Après le regroupement, la société continuera d'exercer ses activités dans cinq secteurs d'exploitation : Oléoducs, Distribution de gaz, Gazoducs et traitement, Énergie verte et transport, et Services énergétiques. À l'issue de l'opération de fusion, qui a pris effet le 27 février 2017 :

- Le secteur Oléoducs comprend également les résultats d'exploitation du réseau Express-Platte, un pipeline de pétrole brut au Canada et aux États-Unis qui comprend le réseau pipelinier Express et le réseau pipelinier Platte.

- Le secteur Gazoducs et traitement comprend également Spectra United States Gas Transmission, BC Pipeline & Field Services, Spectra Canadian Midstream, Maritimes & Northeast Canada et certains autres actifs de gazoducs, de collecte et de stockage de gaz, ainsi que les résultats de la participation de 50 % de la société dans DCP Midstream.
- Le secteur Distribution de gaz comprend également les résultats d'exploitation d'Union Gas Limited (« Union Gas »), une importante société canadienne de stockage, de transport et de distribution de gaz naturel desservant des clients de l'Ontario.

Un certain nombre d'actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et faisant partie des secteurs d'exploitation cités plus haut est détenu via les investissements de la société dans Spectra Energy Partners, L.P. (« SEP »). À la suite du regroupement, Enbridge détient maintenant une participation de 75 % dans SEP, une société en commandite principale constituée d'infrastructures de gaz naturel et de pétrole brut, qui possède 100 % de Texas Eastern Transmission, L.P. (« Texas Eastern »), 91 % d'Algonquin Gas Transmission, L.L.C. (« Algonquin »), 100 % d'East Tennessee Natural Gas, L.L.C. (« East Tennessee »), 100 % d'Express-Platte, 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. et 50 % de Gulfstream Natural Gas System, L.L.C. (« Gulfstream »).

STRATÉGIE DE VÉHICULES À TITRE DE PROMOTEUR AUX ÉTATS-UNIS

Le 28 avril 2017, Enbridge a annoncé l'achèvement de l'examen stratégique d'Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »). Les mesures suivantes, conjointement avec les mesures annoncées en janvier 2017 et dévoilées dans le rapport de gestion annuel de la société, ont été prises en vue de rétablir la proposition de valeur d'EEP aux porteurs de parts et à Enbridge :

Acquisition des actifs de Midcoast

Enbridge, par le truchement de sa filiale en propriété exclusive, a conclu une entente définitive avec EEP prévoyant l'acquisition de la participation intégrale d'EEP dans l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de Midcoast pour une contrepartie au comptant de 1,31 G\$ US majorée de l'encours de la dette de Midcoast Energy Partners, L.P. (« MEP ») d'un montant de 0,84 G\$ US. Postérieurement à la clôture de la privatisation de MEP antérieurement annoncée, qui a également été réalisée le 27 avril 2017, ainsi qu'il est commenté ci-après, l'entreprise de collecte et de traitement de Midcoast sera détenue à 100 % par Enbridge.

Conclusion d'une entente définitive de financement conjoint du réseau pipelinier Bakken

Enbridge a conclu avec EEP une entente de financement conjoint pour le réseau pipelinier Bakken, aux termes de laquelle Enbridge détient 75 % et EEP détient 25 % du réseau pipelinier Bakken. EEP dispose d'une option sur cinq ans lui permettant d'accroître sa participation pour la porter à 20 % de la valeur comptable nette. Dans le cadre de la conclusion définitive de cette entente de financement conjoint, EEP a remboursé le solde impayé de 1,5 G\$ US aux termes d'une entente de crédit avec Enbridge sur laquelle elle avait prélevé des fonds pour financer l'achat initial.

Mesures de restructuration stratégique d'EEP

EEP a racheté toutes ses parts privilégiées de série 1 détenues par Enbridge 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 faveur d'Enbridge. De plus, Enbridge a renoncé irrévocablement à tous les droits liés à ses 66,1 millions de parts de catégorie D et ses 1 000 parts de distribution incitatives, en échange de l'émission de 1 000 parts de catégorie F. La renonciation irrévocable est en vigueur pour les distributions déclarées dont la date de clôture des registres est postérieure au 27 avril 2017. Dans le cadre des mesures de restructuration stratégique, EEP a réduit sa distribution trimestrielle pour la ramener de 0,583 \$ US la part à 0,35 \$ US la 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 traduira par un apport inférieur du bénéfice ajusté d'EEP. Ces apports inférieurs seront annulés en partie par l'apport accru du bénéfice ajusté découlant de l'augmentation du nombre de parts ordinaires de catégorie A détenues par Enbridge.

PRIVATISATION DE MIDCOAST ENERGY PARTNERS

Le 27 avril 2017, Enbridge a réalisé la fusion précédemment annoncée par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, selon laquelle elle a transformé MEP en société à capital fermé en se portant acquéreur de la totalité des parts ordinaires de MEP détenues dans le public, pour une contrepartie totale d'environ 170 M\$ US.

MONÉTISATION DES ACTIFS

Parallèlement à l'annonce en septembre 2016 de l'opération de fusion, la société a également annoncé son intention de se dessaisir d'actifs pour une somme de 2 G\$ sur douze mois afin de renforcer son bilan à la suite du regroupement et d'accroître la souplesse financière de l'entité issue du regroupement.

Le 18 avril 2017, la société et Enbridge Income Fund Holdings Inc. (« ENF ») ont réalisé le 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 d'Enbridge d'environ 0,6 G\$ (le « placement secondaire »). Pour réaliser le placement secondaire, Enbridge a échangé 21 657 617 parts du fonds qu'elle détenait pour un nombre équivalent d'actions ordinaires d'ENF. Afin de maintenir sa participation de 19,9 % dans ENF, Enbridge a conservé 4 309 867 des actions ordinaires reçues en échange et vendu le reste dans le cadre du placement secondaire. Enbridge a affecté le produit du placement secondaire au remboursement de sa dette à court terme, en attendant de réinvestir dans son portefeuille en croissance de projets garantis. À la clôture du placement secondaire, la participation économique totale de la société dans ENF a été ramenée de 86,9 % à 84,6 %.

Compte tenu du placement secondaire, de la vente du réseau pipelinier Ozark et d'autres opérations de dessaisissement réalisées en 2016, la société a dépassé son objectif de monétisation de 2 G\$ annoncé en septembre 2016.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Oléoducs	1 124	1 612
Gazoducs et traitement	339	61
Distribution de gaz	275	239
Énergie verte et transport	50	49
Services énergétiques	156	(6)
Éliminations et divers	(315)	221
Bénéfice avant intérêts et impôts	1 629	2 176
Charge d'intérêts	(486)	(412)
Impôts sur les bénéfiques	(198)	(417)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(224)	(61)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	638	1 213
Résultat par action ordinaire	0,54	1,38
Résultat dilué par action ordinaire	0,54	1,38

BÉNÉFICE AVANT INTÉRÊTS ET IMPÔTS

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le bénéfice avant intérêts et impôts (« BAI ») s'est établi à 1 629 M\$ comparativement à 2 176 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2016. Ainsi qu'il est commenté à la rubrique *BAI ajusté*, le bénéfice du premier trimestre de 2017 a profité de l'incidence positive des nouveaux actifs issus de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017 – se reporter à la rubrique *Fusion avec Spectra Energy*.

La diminution du BAI d'un trimestre à l'autre est largement imputable au secteur Oléoducs, dont le BAI ajusté a été moins élevé pour le trimestre clos le 31 mars 2017, en raison principalement de la baisse du taux de change effectif, de la cession de certains actifs du secteur Oléoducs et d'une modification de la politique de normalisation pour la constatation des droits de rattrapage. Le BAI pour le reste de l'exercice devrait subir l'incidence positive de l'optimisation du débit sur le réseau principal et des nouveaux projets qui seront mis en service en 2017.

La comparabilité des résultats de la société d'un trimestre à l'autre subit également l'effet de plusieurs facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation qui sont énumérés dans les tableaux sur le rapprochement des mesures non conformes aux PCGR et analysés dans les résultats de chaque secteur, les plus importants étant les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le BAI de la société rendait compte de gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 416 M\$, comparativement à des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés de 932 M\$ inscrits pour la période correspondante de 2016. La société dispose 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 le bénéfice à court terme. À long terme, Enbridge estime que son programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose sa proposition de valeur aux investisseurs.

Pour le premier trimestre de 2017, le BAI rendait compte également de charges de 152 M\$ (111 M\$ après impôts) relatives aux coûts liés à l'opération de fusion, ainsi que des coûts de séparation versés aux salariés de 129 M\$ (92 M\$ après impôts) liés aux compressions de personnel effectuées à l'échelle de la société en mars 2017 et aux coûts de restructuration dans le cadre de la réalisation de l'opération de fusion.

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires s'est chiffré à 638 M\$ (bénéfice de 0,54 \$ par action ordinaire), contre un bénéfice de 1 213 M\$ (bénéfice de 1,38 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2016. Ainsi qu'il est commenté plus avant à la rubrique *BAll ajusté*, le bénéfice du premier trimestre a profité de l'incidence positive des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017 – se reporter à la rubrique *Fusion avec Spectra Energy*.

En plus des facteurs évoqués à la rubrique *BAll* plus haut et aux rubriques *BAll ajusté* et *Bénéfice ajusté* plus loin, la comparabilité d'un trimestre à l'autre du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a subi l'effet de plusieurs facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation résumés et décrits à la rubrique *Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR – BAll et bénéfice ajusté*.

La baisse du bénéfice par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, reflétait également l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion ainsi que d'autres émissions d'environ 75 millions d'actions ordinaires en 2016, dont 56 millions d'actions ordinaires émises en mars 2016.

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport de gestion renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur la société, ses filiales et ses 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 BAll prévu ou le BAll ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e) par action; les flux de trésorerie futurs prévus; 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 du programme de croissance garanti sur le plan commercial de la société; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue des coentrepreneurs de la société à terminer et financer les projets en cours de construction; la conclusion prévue des acquisitions et des cessions; le coût estimatif et l'incidence, sur la performance financière de la société, de l'application d'une ordonnance sur consentement relative à la canalisation 6B et à la canalisation 6A; 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 ») par le truchement de surcharges; 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 dans l'avenir de la société issue du regroupement; l'incidence du programme L3R au Canada sur les programmes d'intégrité en vigueur, la politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements prévus de dividendes; l'incidence prévue du programme de couverture; ainsi que les options stratégiques évaluées actuellement dans le cadre de la stratégie visant les entités dont la société est le promoteur aux États-Unis ainsi que le cadre réglementaire et le recouvrement des frais reportés par Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc.

Bien que ces énoncés prospectifs soient, de l'avis d'Enbridge, 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, de LGN et de l'énergie renouvelable; les taux de change; l'inflation et les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité d'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour les projets de la société; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques;

la concrétisation des avantages et des synergies anticipés découlant de l'opération de fusion, les lois gouvernementales, les acquisitions et le calendrier s'y rapportant; la réussite des plans d'intégration; le coût lié à l'application de l'ordonnance sur consentement relative à la canalisation 6B et la canalisation 6A; l'incidence de la politique en matière de dividendes sur les flux de trésorerie futurs de la société; les notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAII prévu ou le BAII ajusté prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) prévu(e); le bénéfice (la perte) prévu(e) ou le bénéfice (la perte) ajusté(e) 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. Ces facteurs sont pertinents pour tous les énoncés prospectifs puisqu'ils peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande pour les services de la société. 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 la société évolue, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande pour les services de la société 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, en particulier en ce qui concerne l'incidence de l'opération de fusion sur la société, le BAII prévu, le BAII ajusté, le bénéfice (la perte), le bénéfice (la perte) ajusté(e) et les montants connexes par action, 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 les régimes de recouvrement des coûts.

Les énoncés prospectifs d'Enbridge 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 taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, des décisions politiques, de l'offre et la demande pour les marchandises et de l'application de l'ordonnance sur consentement relative à la canalisation 6B et à la canalisation 6A, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent rapport de gestion et dans d'autres documents déposés par la société 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 le plan d'action futur d'Enbridge 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 n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent rapport de gestion ou autrement, que ce soit à la lumière de nouveaux éléments d'information, de nouveaux faits ou pour quelque autre motif que ce soit. Tout énoncé prospectif ultérieur, écrit ou verbal, attribuable à Enbridge ou à quiconque agissant au nom de la société, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion renferme des références au BAII ajusté, au bénéfice ajusté et au bénéfice ajusté par action ordinaire. Le BAII ajusté s'entend du BAII ajusté pour exclure des facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation des données sectorielles ou consolidées. Le bénéfice ajusté représente le bénéfice ou la perte attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, ajusté pour exclure les facteurs non récurrents, inhabituels ou hors exploitation inclus dans le BAII ajusté, ainsi que pour exclure les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation liés à la charge d'intérêts, aux impôts sur les bénéfices, aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables des données consolidées. Ces facteurs, assimilés à des éléments d'ajustement, sont rapprochés et décrits dans la section sur les résultats financiers du secteur d'activité touché.

La direction est d'avis que la présentation d'informations sur le BAII ajusté, le bénéfice ajusté et le bénéfice ajusté par action ordinaire fournit des renseignements utiles aux investisseurs et aux actionnaires puisqu'elle contribue à rehausser la transparence et donne un meilleur aperçu de la performance de la société. La direction se sert du BAII ajusté et du bénéfice ajusté afin de fixer les objectifs de la société et d'évaluer le rendement de cette dernière. Le BAII ajusté, le BAII ajusté de chacun des secteurs, le bénéfice ajusté et le bénéfice ajusté par action ordinaire sont des mesures qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et ne sont pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Par conséquent, ces mesures ne sauraient être comparées aux mesures de même nature présentées par d'autres émetteurs.

Les tableaux ci-après présentent un rapprochement entre les mesures conformes aux PCGR et les mesures non conformes aux PCGR.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAI ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice avant intérêts et impôts	1 629	2 176
Éléments d'ajustement ¹ :		
Variations des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés ²	(416)	(932)
Perte de change intersociétés non réalisée	7	60
Essais hydrostatiques	-	(12)
Droits de rattrapage ³	-	67
Coûts de correction de fuites, déduction faite des règlements de compagnies d'assurance	4	15
Températures supérieures à la normale ⁴	-	17
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	153	-
Coûts de séparation versés aux salariés et coûts de restructuration	129	-
Autres	9	(17)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	1 515	1 374
Charge d'intérêts	(486)	(412)
Impôts sur les bénéfices	(198)	(417)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(224)	(61)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :		
Charge d'intérêts	21	18
Impôts sur les bénéfices	54	241
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables	76	(7)
Bénéfice ajusté	675	663

¹ Le tableau ci-dessus présente les éléments d'ajustement en fonction de leur nature. Pour obtenir une description détaillée de ces éléments d'ajustement pour un secteur donné, se reporter à l'analyse de ce secteur.

² Les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés sont présentées déduction faite des montants réalisés au règlement de contrats dérivés pendant la période visée.

³ Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAII. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers - Oléoducs.

⁴ Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société n'apporte plus cet ajustement à son BAII. Pour un complément d'information, consulter la rubrique Résultats financiers - Distribution de gaz.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR – BAI AJUSTÉ ET BÉNÉFICE AJUSTÉ

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Oléoducs	970	1 084
Gazoducs et traitement	336	87
Distribution de gaz	269	240
Énergie verte et transport	50	48
Services énergétiques	(5)	1
Éliminations et divers	(105)	(86)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	1 515	1 374
Charge d'intérêts ¹	(465)	(394)
Impôts sur les bénéfiques ¹	(144)	(176)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables ¹	(148)	(68)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Bénéfice ajusté	675	663
Bénéfice ajusté par action ordinaire	0,57	0,76

¹ Ces soldes sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

BAI ajusté

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le BAI ajusté a atteint 1 515 M\$, une hausse de 141 M\$ comparativement à la période correspondante de 2016. Le BAI ajusté du premier trimestre de 2017 rendait compte des résultats d'exploitation de 33 jours provenant des nouveaux actifs intégrés dans le cadre de l'opération de fusion réalisée le 27 février 2017 – se reporter à la rubrique *Fusion avec Spectra Energy*. Les apports provenant de ces nouveaux actifs ont été le facteur déterminant de la croissance du BAI ajusté consolidé d'un trimestre à l'autre.

La croissance du BAI ajusté consolidé a été plus prononcée dans le secteur Gazoducs et traitement, où est consigné l'essentiel des nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion. La croissance de ce secteur d'un trimestre à l'autre a également rendu compte de l'apport des usines à gaz Tupper Main et Tupper West (les « usines Tupper ») acquises en avril 2016, ainsi que de la hausse du BAI ajusté d'Alliance Pipeline attribuable à la forte demande de service garanti saisonnier au premier trimestre de 2017.

Le BAI ajusté du secteur Oléoducs a été moins élevé pour le premier trimestre de 2017 que pour la période correspondante de 2016, en raison de plusieurs facteurs, notamment la baisse d'un trimestre à l'autre du taux de couverture de change utilisé pour comptabiliser les produits d'exploitation du réseau principal au Canada. Les droits repères aux termes du TIC et leurs composantes sont établis en dollars américains, et le risque de change sur les produits du réseau principal au Canada de la société est couvert en majeure partie. Le taux de couverture effectif pour la conversion des produits tirés d'opérations en dollars américains du réseau principal au Canada pour le premier trimestre de 2017 était de 1,04 \$ contre 1,11 \$ pour la période correspondante de 2016. De plus, le taux de change du dollar canadien auquel sont converties les opérations aux États-Unis s'est raffermi pour passer de 1,37 \$ au premier trimestre de 2016 à 1,32 \$ pour la période correspondante en 2017.

La vente de certains actifs, la réduction des surcharges sur le réseau Bakken et la diminution des apports de l'installation ferroviaire d'EEP en raison de l'expiration des contrats ont contribué à faire reculer le BAI d'un trimestre à l'autre. Par ailleurs, le BAI des réseaux du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis était moins élevé au premier trimestre de 2017, car depuis le 1^{er} janvier 2017, pour déterminer son BAI ajusté, la société n'ajuste plus les produits reportés découlant de certains contrats d'achat ferme assortis de droits de rattrapage. Le BAI pour le reste de l'exercice devrait subir

l'incidence positive de l'optimisation du débit sur le réseau principal et des nouveaux projets qui seront mis en service en 2017.

Dans le secteur Distribution de gaz, Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») a généré un BAII ajusté moins élevé au premier trimestre de 2017 comparativement à la période correspondante de 2016, en raison principalement des produits de distribution moins élevés, imputables au temps plus chaud que la normale enregistré au premier trimestre de 2017. À partir du 1^{er} janvier 2017, EGD a cessé d'exclure de son BAII ajusté l'incidence des températures plus chaudes ou plus froides que la normale. L'incidence du temps chaud sur le BAII ajusté d'EGD pour le premier trimestre de 2017 a été d'environ 29 M\$. La diminution du BAII ajusté d'EGD d'un trimestre à l'autre a été plus que compensée par les apports d'Union Gas depuis la conclusion de l'opération de fusion.

À l'unité Éliminations et divers, les charges d'exploitation et d'administration plus élevées ont entraîné une augmentation de la perte ajustée d'un trimestre à l'autre. Elles ont été plus élevées au premier trimestre de 2017 du fait de la hausse des coûts liés aux technologies de l'information et aux autres services centralisés à la suite de l'intégration de Spectra Energy et en raison aussi de la diminution proportionnelle des recouvrements tirés des unités d'exploitation au cours du trimestre.

Bénéfice ajusté

Le bénéfice ajusté s'est établi à 675 M\$ (bénéfice de 0,57 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2017, contre 663 M\$ (bénéfice de 0,76 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2016.

La hausse de la charge d'intérêts découlant de la dette prise en charge dans le cadre de l'opération de fusion a en partie annulé la croissance du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre dont il est question plus haut. Les dividendes sur actions privilégiées ont également augmenté d'un exercice à l'autre en raison des actions privilégiées supplémentaires qui ont été émises au quatrième trimestre de 2016 en vue de financer en partie le programme d'investissement de croissance de la société.

Les impôts sur les bénéfices ont été moins élevés au premier trimestre de 2017 en dépit de l'augmentation du bénéfice ajusté d'un trimestre à l'autre, en raison de la provision au titre de l'évaluation inscrite au premier trimestre de 2016.

Le bénéfice ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables a augmenté au premier trimestre de 2017 comparativement à la période correspondante de 2016. L'accroissement est attribuable aux nouvelles participations ne donnant pas le contrôle liées aux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion et à la hausse du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle en raison de la restructuration d'EEP.

La charge d'intérêts, les impôts sur les bénéfices, les participations ne donnant pas le contrôle et les participations ne donnant pas le contrôle rachetables ont également subi l'incidence des ajustements effectués pour tenir compte de facteurs inhabituels, non récurrents et hors exploitation.

Le bénéfice ajusté par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, reflétait également l'émission d'environ 691 millions d'actions ordinaires en février 2017 en guise de contrepartie pour l'opération de fusion ainsi que d'autres émissions d'environ 75 millions d'actions en 2016, dont 56 millions d'actions ordinaires émises en mars 2016.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

Le tableau suivant résume l'état d'avancement actuel des projets de la société garantis sur le plan commercial, par secteur d'exploitation. Les dépenses engagées à ce jour reflètent les dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 31 mars 2017.

	Coût en capital estimatif ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	Date d'entrée en service prévue	État d'avancement
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
OLÉODUCS				
1. Réseau pipeline Norlite (le groupe du fonds) ³	1,3 G\$	1,0 G\$	2017	Terminé
2. Réseau pipeline Bakken (EEP)	1,5 G\$ US	1,5 G\$ US	2017	Essentiellement terminé
3. Projet d'optimisation du réseau régional des sables bitumineux (le groupe du fonds)	2,6 G\$	2,2 G\$	2017 (par étapes)	En construction
4. Agrandissement du réseau principal de Lakehead - canalisation 61 (EEP) ⁴	0,4 G\$ US	0,4 G\$ US	2019	En construction
5. Programme de remplacement de la canalisation 3 au Canada (le groupe du fonds) ⁵	4,9 G\$	1,6 G\$	2019	Préconstruction
6. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (EEP) ^{4,5}	2,6 G\$ US	0,5 G\$ US	2019	Préconstruction
7. Autres - Canada	0,3 G\$	0,1 G\$	2017-2018	Divers
GAZODUCS ET TRAITEMENT				
8. Sabal Trail (SEP) ⁶	1,6 G\$ US	1,3 G\$ US	2017	En construction
9. Prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon (SEP) ⁶	0,5 G\$ US	0,1 G\$ US	2017	En construction
10. Atlantic Bridge (SEP) ⁶	0,5 G\$ US	0,2 G\$ US	2017-2018	En construction
11. NEXUS (SEP) ⁶	1,1 G\$ US	0,4 G\$ US	2017 (par étapes)	Préconstruction
12. High Pine ⁶	0,4 G\$	0,2 G\$	2017	En construction
13. Projet de fiabilité et de maintenabilité (RAM) ⁶	0,5 G\$	0,2 G\$	2017-2018 (par étapes)	En construction
14. Gazoduc Valley Crossing ⁶	1,5 G\$ US	0,3 G\$ US	2018	En construction
15. Programme Spruce Ridge ⁶	0,6 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	2019	Préconstruction
16. Autres - États-Unis ⁶	1,3 G\$ US	0,8 G\$ US	2017-2019	Divers
17. Autres - Canada ⁶	0,4 G\$	0,2 G\$	2017-2018	Divers

	Coût en capital estimatif ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	Date d'entrée en service prévue	État d'avancement
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>				
DISTRIBUTION DE GAZ				
18. Agrandissement Dawn-Parkway en 2017 (Union Gas) ⁶	0,6 G\$	0,5 G\$	2017	En construction
19. Autres - Canada ⁶	0,3 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	2017	Préconstruction

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

20. Projet éolien Chapman Ranch	0,4 G\$ US	0,2 G\$ US	2017	En construction
21. Projet éolien extracôtier Rampion	0,8 G\$ (0,37 G€)	0,4 G\$ (0,2 G€)	2018	En construction
22. Projet éolien extracôtier Hohe See ⁷	1,7 G\$ (1,07 G€)	0,4 G\$ (0,3 G€)	2019	Préconstruction

- 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 la part d'Enbridge des projets en coentreprise.*
- Les dépenses engagées à ce jour reflètent les dépenses cumulées engagées du début du projet au 31 mars 2017.*
- La société assurera la construction et l'exploitation du réseau pipelinier Norlite. Keyera Corp. financera 30 % du projet.*
- Le projet d'agrandissement du réseau principal de Lakehead est financé à 75 % par Enbridge et à 25 % par EEP. Comme il est indiqué à la rubrique Programme de remplacement de la canalisation 3 ci-après, EEP a annoncé le 27 janvier 2017 que le tronçon en sol américain du programme de remplacement de la canalisation 3 (« programme L3R aux États-Unis ») serait financé à 99 % par Enbridge et à 1 % par EEP.*
- Comme il est indiqué à la rubrique Programme de remplacement de la canalisation 3 ci-après, la société évalue actuellement le coût prévu et la date de mise en service du projet à la lumière du calendrier des examens et des approbations réglementaires établi par la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») le 28 octobre 2016.*
- Comprend les projets acquis dans le cadre de l'opération de fusion. Des renseignements supplémentaires se trouvent à la rubrique Fusion avec Spectra Energy.*
- En février 2017, Enbridge a fait l'acquisition d'une participation effective de 50 % dans le projet éolien extracôtier Hohe See.*

La description de chacun des projets d'Enbridge, y compris EEP et le groupe du fonds, constitué d'Enbridge Income Fund (le « fonds »), d'Enbridge Commercial Trust, d'Enbridge Income Partners LP et des filiales et sociétés émettrices d'Enbridge Income Partners LP, est donnée dans le rapport annuel de gestion de 2016 de la société. Les projets ayant fait des progrès importants depuis le 17 février 2017, date du dépôt du rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, dont les projets garantis sur le plan commercial au moment de la clôture de l'opération de fusion, sont traités ci-dessous.

OLÉODUCS

Réseau pipelinier Norlite (le groupe du fonds)

Le réseau pipelinier Norlite, un nouveau pipeline de diluants ayant son point de départ au terminal Stonefell de la société, a été mis en service à l'échelle commerciale le 1^{er} mai 2017. Pour répondre aux besoins de multiples producteurs de la région des sables bitumineux de l'Athabasca, le pipeline d'un diamètre de 24 pouces procure capacité initiale de 218 000 b/j de diluants qui pourrait être portée à près de 465 000 b/j avec l'ajout de stations de pompage.

Réseau pipelinier Bakken (EEP)

Le 15 février 2017, la coentreprise d'EEP formée avec Marathon Petroleum Corporation (« MPC ») et MarEn Bakken Company LLC a conclu l'acquisition d'une participation de 49 % dans la société de portefeuille détenant 75 % du réseau pipelinier Bakken d'une filiale d'Energy Transfer Partners, L.P. et de Sunoco Logistics Partners, L.P. Dans le cadre de cette entente, EEP et MPC détiendraient indirectement 75 % et 25 %, respectivement, de la participation de 49 % de la coentreprise dans la société de portefeuille du réseau pipelinier Bakken. Le prix d'achat de la participation effective de 27,6 % d'EEP dans le réseau pipelinier Bakken s'est élevé à 1,5 G\$ US.

EEP a initialement financé l'acquisition de 1,5 G\$ US au moyen d'un prêt-relais accordé par Enbridge, par l'entremise de l'une de ses filiales. Le 27 avril 2017, un arrangement de financement mixte avec Enbridge et ses filiales a été signé, aux termes duquel Enbridge détient 75 % et EEP 25 % de la participation effective d'EEP dans le réseau pipeline Bakken. EEP détient aussi une option de cinq ans lui permettant d'acquérir une participation supplémentaire de 20 % dans le réseau pipeline Bakken à la valeur comptable nette. Au moment de la conclusion de cet arrangement de financement mixte, EEP a remboursé la somme de 1,5 G\$ US qui était exigible aux termes du prêt-relais.

La construction du réseau pipeline Bakken en est aux dernières étapes de la mise en service, et le réseau devrait commencer à générer des flux de trésorerie au deuxième trimestre de 2017.

Agrandissement du réseau principal de Lakehead (EEP)

L'agrandissement du réseau principal de Lakehead comprend plusieurs projets destinés à accroître la capacité de ce réseau entre son point d'origine, à la frontière canado-américaine près de Neche, au Dakota du Nord, et Flanagan, en Illinois. Ces projets comprennent l'agrandissement de la canalisation Alberta Clipper (canalisation 67), le prolongement de l'accès vers le sud (canalisation 61) et la construction de la canalisation jumelle de Spearhead North (canalisation 78). L'agrandissement de la canalisation 67 et la construction de la canalisation 78 ont été achevés en 2015.

L'augmentation de la capacité de la canalisation 67 demeure assujettie à l'obtention d'une modification au permis présidentiel actuel pour permettre l'exploitation de la canalisation 67 à la frontière des États-Unis et du Canada à sa capacité d'exploitation actuellement prévue de 800 000 barils par jour (« b/j »). Le 10 février 2017, le Département d'État des États-Unis (« DOS »), l'organisme chargé de délivrer les permis pour les pipelines transfrontaliers conformément à une délégation de pouvoir par le président en vertu d'un décret, a émis un nouveau projet d'étude d'impact environnemental (« EIE »), qui a précisé que l'augmentation de capacité prévue n'avait aucun impact environnemental défavorable important. La période prévue pour recueillir les commentaires du public sur le projet d'EIE a pris fin le 27 mars 2017. Le DOS étudiera tous les commentaires qu'il a reçus et préparera l'EIE finale. Le décret exige également que le DOS lance une période de consultation interinstitutions de 90 jours afin de solliciter des commentaires de certains autres organismes fédéraux pour déterminer si le prolongement de la canalisation 67 servira l'« intérêt national ». La période de consultation interinstitutions a commencé le 28 mars 2017. Après la publication de l'EIE finale et la conclusion du processus de consultation interinstitutions, le gouvernement américain prendra une décision et délivrera un permis présidentiel s'il estime que cette mesure est dans l'intérêt national. La décision du gouvernement américain est attendue plus tard au cours de l'année.

Le prolongement de l'accès vers le sud entre Superior, au Wisconsin, et Flanagan, en Illinois, constitue la dernière étape de l'agrandissement du réseau principal de Lakehead. Les travaux en vue de faire passer la capacité des pipelines à 1 200 000 b/j ne nécessitent qu'une augmentation de la puissance de pompage, sans construction de pipelines, et sont évalués à environ 0,4 G\$ US. De concert avec les expéditeurs, la société a décidé de reporter à 2019 l'entrée en service de cette phase du projet d'agrandissement vers le sud pour qu'elle soit davantage alignée sur la date d'entrée en service prévue du programme L3R aux États-Unis. Les dépenses engagées à ce jour s'établissent à environ 0,4 G\$ US.

EEP exploitera le projet selon la méthode fondée sur le coût du service. L'agrandissement du réseau principal de Lakehead est financé à 75 % par Enbridge et à 25 % par EEP dans le cadre d'un arrangement de financement mixte. Aux termes de cet arrangement, EEP a la possibilité d'accroître la participation économique qu'elle détient d'au plus 15 % au coût.

Programme de remplacement de la canalisation 3

Le programme de remplacement de la canalisation 3 renforcera la sécurité et la fiabilité opérationnelle du réseau principal tout en conférant davantage de souplesse et il permettra à la société et à EEP d'optimiser le débit du réseau principal et de rétablir la capacité initiale d'environ 370 000 b/j pour le transport de l'Ouest canadien à Superior, au Wisconsin.

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

Le programme L3R au Canada, un complément aux programmes d'intégrité actuels, prévoit le remplacement des derniers tronçons d'une longueur d'environ 1 084 kilomètres (673 milles) de la canalisation 3 actuelle située entre Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba.

En avril 2016, l'Office national de l'énergie (l'« Office ») a jugé que le programme L3R au Canada était dans l'intérêt public canadien et a publié les conditions finales et une recommandation au Cabinet fédéral de délivrer un certificat d'utilité publique (le « certificat ») pour autoriser la construction et l'exploitation du pipeline et des installations connexes. Le gouvernement du Canada a donné l'approbation réglementaire le 29 novembre 2016 sans apporter de changements importants aux conditions du permis et, le 1^{er} décembre 2016, l'Office a délivré le certificat. Par la suite, Ressources naturelles Canada (« RNCan ») a publié l'évaluation finale des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») en amont ainsi que les rapports résumant la consultation supplémentaire de la Couronne auprès des peuples autochtones et l'enquête en ligne menée par RNCan auprès du public.

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 (la « Cour fédérale ») pour qu'elle procède à une révision judiciaire de la décision du gouvernement du Canada approuvant le programme L3R au Canada. La Cour fédérale a autorisé le recours en révision judiciaire déposé par la FMM et l'ACM de la décision du gouvernement du Canada approuvant le programme L3R au Canada. Pour l'heure, il n'est pas possible de connaître le calendrier ni de prévoir l'issue de ces procédures, y compris leur incidence éventuelle sur le programme L3R au Canada.

Enbridge fait les démarches nécessaires pour se conformer aux conditions préalables à la construction, en prévision de travaux qui pourraient s'amorcer en 2017.

Le coût du programme L3R au Canada sera recouvré au moyen d'un mécanisme de surcharge de tarification s'étalant sur 15 ans aux termes de l'entente de tarification concurrentielle (« ETC »).

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

Le programme L3R aux États-Unis, un complément aux programmes d'intégrité actuels, prévoit le remplacement des derniers tronçons d'une longueur d'environ 576 kilomètres (358 milles) de la canalisation 3 actuelle entre Neche, au Dakota du Nord, et Superior, au Wisconsin. EEP a reçu l'autorisation de remplacer la canalisation 3 au Dakota du Nord et au Wisconsin.

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 ») finale avant le début du processus d'obtention du certificat de nécessité et d'approbation du tracé. EEP s'attend en ce moment à ce que le projet d'EIE du DOC soit terminé vers la mi-mai 2017.

EEP recouvrera les coûts par le truchement de son mécanisme de surcharge sur les installations sur la durée initiale de 15 ans de l'entente. Aux fins de la surcharge de tarification, l'entente prévoit un recouvrement du capital sur 30 ans en fonction de la méthode du coût du service.

Le 27 janvier 2017, Enbridge et EEP ont conclu une entente visant le financement conjoint du programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis en vertu duquel Enbridge et EEP financeront respectivement 99 % et 1 % des coûts du projet. Enbridge a remboursé à EEP quelque 450 M\$ US pour des dépenses engagées jusqu'ici dans le cadre du projet et financera 99 % des coûts en capital pendant la construction. EEP a la possibilité d'augmenter sa participation économique d'un maximum de 40 % de la valeur comptable jusqu'à quatre ans après la mise en service du projet.

GAZODUCS ET TRAITEMENT

Sabal Trail (SEP)

Dans le cadre d'une coentreprise entre NextEra Energy et Duke Energy, la société a lancé le projet Sabal Trail, qui fournira un service de transport ferme de gaz naturel à Florida Power & Light Company pour répondre à ses besoins de production d'électricité et à Duke Energy Florida pour l'usine à gaz naturel qu'elle envisage, en Floride. Les installations comprennent un nouveau gazoduc de 748 kilomètres (465 milles) de longueur, ainsi que des canalisations latérales et plusieurs stations de compression. Une fois achevée, cette nouvelle infrastructure, située en Alabama, en Géorgie et en Floride, ajoutera environ 1 100 millions de pieds cubes (« Mpi³/j ») de capacité supplémentaire et donnera accès aux ressources de gaz de schiste terrestres. La quote-part de 50 % du coût en capital total du projet de la société est estimée à 1,6 G\$ US, et les dépenses engagées jusqu'à maintenant sont de quelque 1,3 G\$ US. Le projet devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2017.

Projets de prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon (SEP)

Les projets de prolongement de l'accès vers le sud, Adair Southwest et Lebanon de SEP permettront aux expéditeurs d'acheminer de nouveaux approvisionnements de gaz naturel de la région des Appalaches jusqu'aux marchés du Midwest et du sud-est des États-Unis, où la demande de gaz naturel est forte. Les installations associées à ces projets comprennent un doublement de canalisation, ainsi que des modifications et des agrandissements à des stations de compression actuelles sur le réseau pipeline de SEP dans l'est du Texas. Ensemble, ces projets sont conçus pour amener 622 Mpi³/j de gaz à des clients des États de l'Ohio, du Kentucky et du Mississippi. Le coût en capital total de ces projets est estimé à environ 0,5 G\$ US, et les dépenses engagées à ce jour s'élèvent à quelque 0,1 G\$ US. Ces projets devraient entrer en service au quatrième trimestre de 2017.

Projet Atlantic Bridge (SEP)

Le projet Atlantic Bridge de SEP transportera de grandes quantités de gaz naturel de divers types vers les États de la Nouvelle-Angleterre et les provinces maritimes canadiennes. Il devrait offrir une source d'énergie fiable à toute la région. Le projet Atlantic Bridge est un agrandissement qui vise à ajouter 133 Mpi³/j de capacité supplémentaire aux réseaux Algonquin Gas Transmission et Maritimes & Northeast Pipeline de SEP à destination de la Nouvelle-Angleterre et de marchés d'utilisation finale précis dans les provinces maritimes canadiennes. L'agrandissement consiste à remplacer, sur 10 kilomètres (6 milles) de longueur, une canalisation de 26 pouces par une autre de 42 pouces dans les États de New York et du Connecticut, à accroître la capacité de compression au Connecticut, à aménager une nouvelle station de compression au Massachusetts, à modifier six stations de comptage dans les États de New York, du Connecticut, du Massachusetts et du Maine, ainsi qu'à construire une nouvelle station de comptage au Connecticut. Le coût en capital total du projet est évalué à environ 0,5 G\$ US, et les dépenses engagées à ce jour s'élèvent à quelque 0,2 G\$ US. Le tronçon du projet situé au Connecticut devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2017. Ceux des États de New York et du Massachusetts devraient, pour leur part, entrer en service à la fin de 2018.

NEXUS (SEP)

Dans le cadre d'une coentreprise avec DTE Energy Company, SEP lancera le projet NEXUS, un nouveau réseau pipeline d'une capacité maximale de 1,5 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »), qui reliera le réseau de l'est du Texas de SEP au carrefour d'Union Gas, en Ontario. Les installations comprennent quelque 410 kilomètres (255 milles) de canalisations de 36 pouces qui traverseront le nord de l'État de l'Ohio pour aboutir dans la région de Détroit, au Michigan, ainsi que quatre nouvelles stations de compression d'une puissance totale de 130 000 chevaux-puissance et six nouvelles stations de comptage. La quote-part de 50 % du coût en capital total du projet de la société est évaluée à 1,1 G\$ US, et les dépenses engagées jusqu'à maintenant s'élèvent à environ 0,4 G\$ US. Sous réserve de l'approbation de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en mai 2017, le projet devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2017.

High Pine

Le projet High Pine de Westcoast, situé sur le réseau principal Fort Nelson de BC Pipeline, comprend un accroissement de capacité de 240 Mpi³/j du réseau pipelinier T-North au moyen de deux doubléments de canalisation de 42 pouces sur une longueur totale d'environ 37 kilomètres (23 milles) dans la région de Fort St. John, en Colombie-Britannique. Le projet consiste à ajouter un compresseur et l'infrastructure connexe à la station de compression de Sunset Creek située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le coût en capital total du projet est estimé à environ 0,4 G\$, et les dépenses engagées à ce jour s'élèvent à quelque 0,2 G\$. Le projet devrait entrer en service d'ici la fin de 2017.

Projet de fiabilité et de maintenabilité

Le projet de fiabilité et de maintenabilité de Westcoast (« RAM ») vise à améliorer le rendement du tronçon sud du réseau de BC Pipeline pour soutenir la charge de base accrue imposée au réseau par, d'une part, l'augmentation de la production de gaz dans le nord-est de la Colombie-Britannique et, d'autre part, la demande des utilisateurs finaux, notamment de nouveaux projets industriels, des centrales électriques et des installations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de taille réduite. Le projet RAM consiste à moderniser le tronçon sud du réseau de BC Pipeline par le remplacement de trois stations de compression. Il préparera le réseau de BC Pipeline à fonctionner au facteur de charge plus élevé qui devrait découler d'une hausse attendue des taux d'utilisation liés à des charges supplémentaires à longueur d'année. Le coût en capital total du projet est évalué à environ 0,5 G\$, et les dépenses engagées à ce jour sont de l'ordre de 0,2 G\$. Les deux premières stations de compression devraient entrer en service au quatrième trimestre de 2017 et la troisième, durant la première moitié de 2018.

Gazoduc Valley Crossing

Le projet de gazoduc Valley Crossing ouvrira de nouveaux débouchés aux producteurs de gaz du Texas et aidera le Mexique à répondre à ses besoins croissants de production d'électricité en raison de l'abandon progressif du mazout au profit du GNL importé pour l'alimentation des génératrices. Le projet comprendra une nouvelle canalisation principale de 269 kilomètres (167 milles) de longueur comprenant une canalisation de 48 pouces d'une longueur approximative de 221 kilomètres (138 milles) et une canalisation de 42 pouces de 48 kilomètres (30 milles). Le gazoduc vise à transporter 2,6 Gpi³/j de gaz du carrefour Agua Dulce, au Texas, jusqu'à un raccordement extracôtier faisant partie du projet Sur de Texas-Tuxpan que construit actuellement une tierce partie. Le coût estimatif du projet est d'environ 1,5 G\$ US, et les dépenses engagées jusqu'à maintenant s'élèvent à environ 0,3 G\$ US. Le gazoduc Valley Crossing devrait entrer en service durant la deuxième moitié de 2018.

Programme Spruce Ridge

Dans le cadre du programme Spruce Ridge, Westcoast vise à prolonger le gazoduc BC Pipeline jusqu'au gazoduc Aitken Creek et aux canalisations principales de Fort St. John, dans le nord de la Colombie-Britannique. Les ententes de service pour l'agrandissement ont été signées à la fin de 2016, et on s'emploie maintenant à déterminer la portée finale du projet dans l'optique d'une entrée en service en 2019. Le coût estimatif du projet est d'environ 0,6 G\$ US. Aucune dépense importante n'a encore été engagée pour ce projet.

DISTRIBUTION DE GAZ

Aggrandissement Dawn-Parkway en 2017

Le projet d'agrandissement Dawn-Parkway en 2017 d'Union Gas, en Ontario, vise à accroître la capacité du réseau de transport de Dawn à Parkway de 419 Mpi³/j grâce à l'ajout d'un nouveau compresseur de 44 500 chevaux-puissance à chacune des stations de compression de Dawn, Lobo et Bright, en Ontario. Le coût en capital total de ce projet devrait s'établir à environ 0,6 G\$, et les dépenses engagées à ce jour s'élèvent à environ 0,5 G\$. Le projet devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2017.

ANNONCES D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT

Les projets suivants ont été annoncés par la société, mais sans avoir encore rempli les critères de la société pour être classés comme étant garantis sur le plan commercial. La société compte 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.

GAZODUCS ET TRAITEMENT

Projet de gazoduc Gulf Coast Express

En avril 2017, DCP Mainstream a annoncé la signature d'une lettre d'intention avec Kinder Morgan Texas Pipeline LLC en vue de participer à l'élaboration du projet de gazoduc Gulf Coast Express. Le projet procurera un débouché pour la production croissante de gaz naturel dans le Bassin permien vers les marchés en essor situés le long de la côte du golfe du Texas. Le projet pourra transporter jusqu'à 1,7 Gpi³/j de gaz naturel grâce à une canalisation de 42 pouces s'étirant sur environ 692 kilomètres (430 milles) entre la région de Waha, au Texas, et Agua Dulce, aussi au Texas. Le projet devrait entrer en service durant la deuxième moitié de 2019.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

Éolien Maritime France SAS

Enbridge a fait l'acquisition d'une participation de 50 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF »), une société française de mise en valeur de l'énergie éolienne en mer. EMF est détenue par Enbridge et EDF Énergies Nouvelles, une filiale d'Électricité de France S.A. EMF, par l'entremise de filiales, détient les permis visant trois parcs éoliens de grande envergure au large des côtes de la France. Ensemble, ces trois projets ont une capacité de 1 428 mégawatts de puissance. 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. La quote-part des coûts engagés à ce jour par Enbridge s'établit à environ 205 M\$ (142 M€).

RÉSULTATS FINANCIERS

On trouvera une description de l'actif et des risques s'y rattachant pour les actifs détenus par Enbridge au 31 décembre 2016 dans l'analyse propre à chaque actif dans le rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Pour les actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion, la description de chaque actif et des risques supplémentaires s'y rattachant directement figure dans l'analyse des résultats d'exploitation des divers actifs ci-après. Les sommaires de rendement ci-dessous présentent les résultats financiers des actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion depuis la date de clôture de la fusion.

OLÉODUCS

Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Réseau principal au Canada	237	309
Réseau de Lakehead	389	353
Réseau régional des sables bitumineux	93	93
Réseau du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique	118	181
Pipeline Southern Lights	42	41
Réseau Express-Platte ¹	27	-
Réseau Bakken	32	54
Pipelines d'amenée et autres	32	53
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	970	1 084
Réseau principal au Canada - variations du gain non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	155	568
Réseau principal au Canada - coûts de correction de fuites	(7)	-
Réseau de Lakehead - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	1	(1)
Réseau de Lakehead - essais hydrostatiques	-	12
Réseau de Lakehead - coûts de correction de fuites	-	(20)
Réseau régional des sables bitumineux - ajustement de droits de rattrapage ²	-	(14)
Réseau régional des sables bitumineux - règlements de compagnies d'assurance pour déversement	3	5
Réseau du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique - ajustement de droits de rattrapage ²	-	(50)
Pipeline Southern Lights - variations du gain non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	7	32
Réseau Bakken - ajustement de droits de rattrapage ²	-	(3)
Réseau Bakken - coûts de liquidation de projet	(5)	-
Réseau Bakken - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	1	(1)
Pipelines d'amenée et autres - coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	(1)	-
Bénéfice avant intérêts et impôts	1 124	1 612

¹ Comprend le BAII ajusté du réseau Express-Platte depuis la clôture de l'opération de fusion le 27 février 2017. Se reporter à la rubrique Fusion avec Spectra Energy pour un complément d'information.

² Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société ne fait plus cet ajustement à son BAII.

Suivent des détails supplémentaires sur les éléments qui ont influé sur le BAII du secteur Oléoducs :

- Le BAII du réseau principal au Canada de chacun des exercices rend compte des variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur des instruments financiers dérivés servant à la gestion des risques associés au taux de change et au prix des marchandises inhérents à l'ETC.
- Le BAII du réseau principal au Canada pour le premier trimestre de 2017 comprenait des charges liées au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 2A, survenu en février 2017.
- Le BAII du réseau régional des sables bitumineux pour chaque période tient compte des règlements des compagnies d'assurance associés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 37 survenu en juin 2013.
- Le BAII du pipeline Southern Lights pour chaque période tient compte des variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur des instruments financiers dérivés ayant servi à gérer le taux de change sur les flux de trésorerie libellés en dollars américains des parts de catégorie A de Southern Lights.

- Le BAII du réseau Bakken pour le premier trimestre de 2017 comprend des coûts pour la liquidation d'un projet lié au projet Sandpiper d'EEP.

Réseau principal au Canada

Le BAII ajusté du réseau principal au Canada était en baisse au premier trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, en raison principalement de la baisse des droits repères résiduels aux termes du TIC pour le réseau principal au Canada et du taux de couverture de change plus bas utilisé pour la comptabilisation des produits du réseau. Le débit sur le réseau principal était légèrement plus élevé qu'au premier trimestre de 2016, profitant de la forte production des sables bitumineux et de la demande en aval. Le débit du réseau principal, mesuré sur la frontière canado-américaine à Gretna, au Manitoba, a atteint un nouveau sommet de 2,65 millions de b/j au cours du mois de janvier 2017. Le réseau principal a continué d'être soumis à une répartition du pétrole brut lourd, les volumes faisant l'objet d'engagements ayant été supérieurs à la capacité de transport sur certains tronçons du réseau au premier trimestre de 2017.

Comme il a été indiqué précédemment, la baisse des droits repères résiduels aux termes du TIC pour le réseau principal au Canada a été un facteur déterminant du recul du BAII ajusté du réseau principal au Canada d'un trimestre à l'autre. La variation des droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada est inversement corrélée à celle des droits sur le réseau de Lakehead, qui ont été supérieurs au premier trimestre de 2017 en raison du recouvrement de coûts supplémentaires liés aux projets de croissance d'EEP et de surcharges pour récupérer, par voie de recouvrement, des droits impayés au cours des années précédentes. Le BAII ajusté généré par le réseau principal au Canada pour le reste de l'exercice rendra compte de l'incidence positive d'une hausse des droits repères résiduels aux termes du TIC pour le réseau principal au Canada, qui sont passés de 1,47 \$ US à 1,62 \$ US le 1^{er} avril 2017.

D'autres facteurs ont contribué à la diminution du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre, notamment l'absence de produits de surcharge liés aux essais hydrostatiques sur un tronçon du réseau principal au Canada et un taux de couverture de change moins élevé utilisé pour la comptabilisation des produits du réseau. Le risque de change sur les produits d'exploitation du réseau principal au Canada de la société est couvert en majeure partie. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le taux couvert effectif pour la conversion des produits tirés d'opérations libellées en dollars américains du réseau principal au Canada s'est établi à 1,04 \$ en regard de 1,11 \$ pour la période correspondante de 2016.

Suivent des renseignements complémentaires sur le réseau principal au Canada pour les trimestres clos les 31 mars 2017 et 2016 :

31 mars	2017	2016
<i>(en dollars américains par baril)</i>		
Droits repères aux termes du TIC ¹	4,05 \$	4,07 \$
Droits locaux sur le réseau de Lakehead ²	2,58 \$	2,44 \$
Droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada ³	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 2016, les droits repères ont diminué pour s'établir à 4,05 \$ US.

² Les droits locaux sur le réseau de Lakehead sont établis par baril de pétrole brut lourd transporté de Neche, au Dakota du Nord, à Chicago, en Illinois. 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 diminué pour s'établir à 2,43 \$ US.

³ Les droits repères résiduels aux termes du TIC sur le réseau principal au Canada sont établis 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 pour le réseau de Lakehead. Le 1^{er} avril 2016, ils ont diminué pour s'établir à 1,46 \$ US, pour 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, pour ainsi être au même niveau que le montant révisé des droits locaux sur le réseau de Lakehead.

Volume de débit

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
(en milliers de b/j)		
Volume de débit moyen ¹	2 593	2 543

¹ Le volume de débit représente les 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.

Réseau de Lakehead

Le BAII ajusté du réseau de Lakehead a augmenté pour le trimestre clos le 31 mars 2017 en regard de la période correspondante de 2016. La hausse du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre tient à un fort rendement d'exploitation attribuable à un débit plus soutenu pour le transport sur de longues distances, à des droits locaux plus élevés pour le réseau de Lakehead et à des produits de surcharge en hausse. Ces incidences positives ont été partiellement neutralisées par un taux de change plus faible pour la conversion de dollars américains en dollars canadiens (taux de change moyen) au premier trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016.

Compte non tenu de la conversion en dollars canadiens, le BAII ajusté du réseau de Lakehead s'est établi à 294 M\$ US pour le trimestre clos le 31 mars 2017, contre 256 M\$ US pour le trimestre clos le 31 mars 2016. La hausse d'un trimestre à l'autre rend compte d'un débit supérieur et de droits locaux pour le réseau de Lakehead en progression. Comme il en a été fait état à la rubrique *Réseau principal au Canada* plus haut, le débit plus élevé sur le réseau de Lakehead au premier trimestre de 2017 s'explique également par une forte demande en aval. Cette hausse du BAII ajusté a été contrée en partie par l'augmentation de la charge d'amortissement découlant de l'augmentation du portefeuille d'actifs, par les coûts de l'énergie supplémentaires liés à l'accroissement du débit et par la hausse des impôts fonciers.

Comme il a été indiqué plus haut, la progression du BAII ajusté du réseau de Lakehead d'un trimestre à l'autre a été partiellement effacée par l'incidence défavorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen plus bas de 1,32 \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à un taux de change moyen de 1,37 \$ pour la période correspondante de 2016. Le BAII en dollars américains du réseau de Lakehead est en partie couvert dans le cadre du programme de gestion du risque financier à l'échelle de l'entreprise de la société. La société a recours à des instruments financiers dérivés portant sur le taux de change pour gérer le risque de change découlant de ses activités aux États-Unis, dont le réseau de Lakehead. Les gains et pertes réalisés sur ces instruments financiers dérivés sont présentés dans l'unité Éliminations et divers. Se reporter à la rubrique *Éliminations et divers* pour un complément d'information.

Volume de débit

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
(en milliers de b/j)		
Volume de débit moyen ¹	2 748	2 735

¹ Le volume de débit correspond aux livraisons effectuées depuis le réseau principal vers le Midwest américain et l'est du Canada.

Installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique

Le BAII ajusté des installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique a diminué au premier trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016. La baisse du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre reflète l'apport moindre du pipeline Flanagan Sud (« Flanagan Sud ») et du pipeline Ozark, ainsi que l'incidence défavorable de la conversion en dollars canadiens du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen moins élevé au premier trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016.

Compte non tenu de la conversion en dollars canadiens, le BAII ajusté du réseau des installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique s'est établi à 90 M\$ US pour le trimestre clos le 31 mars 2017, contre 132 M\$ US pour le trimestre clos le 31 mars 2016. La diminution du BAII ajusté témoigne principalement des apports moindres de Flanagan Sud liés à la modification de la façon de constater les droits de rattrapage pour les besoins du BAII ajusté et à des charges d'exploitation et d'administration plus élevées.

Le BAII des installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique pour les périodes précédentes tient compte d'ajustements des droits de rattrapage visant à constater les produits d'exploitation découlant de certains contrats d'achat ferme à long terme sur la durée des contrats en question. Lorsque les expéditeurs liés par des engagements sur le pipeline Flanagan Sud ne sont pas en mesure de respecter les volumes prescrits pour des raisons de répartition, ils sont temporairement relevés de leurs obligations et ces volumes sont ajoutés aux volumes prévus aux termes de leurs contrats ou à l'échéance de leurs contrats. En raison des répartitions en aval sur le réseau principal, les expéditeurs liés par des engagements sur le pipeline Flanagan Sud ont profité d'un allègement supérieur de leurs obligations au premier trimestre de 2017 comparativement au premier trimestre de 2016, ce qui a donné lieu à la baisse des paiements contractuels en trésorerie qui leur ont été versés. Pour les besoins du BAII ajusté, avant le 1^{er} janvier 2017, la société a tenu compte de l'apport découlant de ces contrats proportionnellement sur la durée des contrats, à l'instar des paiements contractuels en trésorerie. Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société a cessé ce traitement dans l'établissement du BAII ajusté. Cette incidence négative sur le BAII ajusté pour le premier trimestre de 2017 a été partiellement annulée par les produits plus élevés de Flanagan Sud attribuables à un débit plus soutenu pendant le premier trimestre de 2017.

La diminution du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre des installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique reflète aussi le débit plus faible du pipeline Ozark, un pipeline non essentiel qui a été vendu à une tierce partie le 1^{er} mars 2017. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux – Oléoducs – Cession de l'actif du pipeline Ozark*.

Comme il a été indiqué plus haut, la baisse du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre s'explique en partie par l'incidence défavorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen moins élevé au premier trimestre de 2017. Comme pour le réseau de Lakehead, une partie du BAII des installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique libellé en dollars américains est couverte par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de la société. Les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés ayant servi à couvrir le risque de change sur des investissements de la société dans des activités aux États-Unis sont présentés dans l'unité Éliminations et divers. Se reporter à la rubrique *Éliminations et divers* pour un complément d'information.

Express-Platte

Le réseau pipelinier Express-Platte, qui transporte sur environ 2 736 kilomètres (1 700 milles) du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River, en Illinois, comprend les oléoducs Express et Platte et des installations de stockage de pétrole brut d'une capacité de quelque 5,6 millions de barils. 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 société détient une participation indirecte de 75 % dans Express-Platte, grâce à son investissement dans SEP. SEP est une société en commandite principale du secteur de l'infrastructure gazière et pétrolière cotée à la Bourse de New York sous le symbole « SEP ». Enbridge détient une participation de 75 % dans SEP.

La capacité d'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 d'Express et la totalité de celle de Platte sont utilisées par des expéditeurs sans engagement, qui paient uniquement la capacité pipelinère qu'ils utilisent au cours d'un mois donné.

Express-Platte est exposé aux mêmes risques commerciaux que les autres actifs de la société dans les oléoducs dont il est fait état dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Résultats d'exploitation

Le BAII ajusté d'Express-Platte pour le premier trimestre de 2017 rend compte des activités depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

Les résultats d'Express-Platte comprennent des produits d'exploitation supérieurs tirés du pétrole brut et attribuables à des volumes en hausse sur les pipelines Express et Platte, à des tarifs plus élevés sur le pipeline Express et au projet d'agrandissement et de modernisation du pipeline Express entré en service en octobre 2016. Ces produits accrus ont été partiellement effacés par des coûts énergétiques plus élevés découlant de l'accroissement du débit.

Réseau Bakken

Le BAII ajusté pour le réseau Bakken a diminué au premier trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016. La baisse du BAII ajusté d'un trimestre à l'autre tient à des taux moins élevés et à des produits inférieurs tirés du transport ferroviaire sur le tronçon américain du réseau Bakken, détenu par EEP, ainsi qu'à l'incidence défavorable de la conversion en dollars canadiens du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moyen moins avantageux au premier trimestre de 2017, en regard de la période correspondante de 2016.

Compte non tenu de la conversion en dollars canadiens, le BAII ajusté pour le réseau Bakken s'est établi à 20 M\$ US pour le trimestre clos le 31 mars 2017, contre 37 M\$ US pour la période correspondante de 2016. La baisse du BAII ajusté du tronçon américain du réseau Bakken d'un trimestre à l'autre est attribuable à la diminution des produits tirés des surcharges, certains taux de surcharge ajustés ayant pris fin le 31 décembre 2016, de même qu'à la réduction des produits tirés du transport ferroviaire aux installations Berthold d'EEP par suite de l'échéance de contrats.

Comme il a été indiqué ci-dessus, le BAII ajusté a subi l'incidence défavorable de la conversion du bénéfice libellé en dollars américains à un taux de change moins élevé au premier trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016. Comme pour le réseau de Lakehead, une partie du BAII du tronçon américain du réseau Bakken libellé en dollars américains est couverte par le programme de gestion du risque financier qui s'applique à l'échelle de l'entreprise. Les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés ayant servi à couvrir le risque de change sur des investissements de la société dans des activités aux États-Unis sont présentés dans l'unité Éliminations et divers. Se reporter à la rubrique *Éliminations et divers* pour un complément d'information.

Pipelines d'amenée et autres

Le BAII ajusté du secteur Pipelines d'amenée et autres a reculé au premier trimestre de 2017, en regard de la période correspondante de 2016. La diminution d'un trimestre à l'autre tient principalement à l'absence de BAII des actifs de la région sud des Prairies qui ont été vendus en décembre 2016 ainsi qu'à celle d'Eddystone Rail Company, L.L.C. (« Eddystone Rail ») qui a subi une perte de valeur au deuxième trimestre de 2016.

GAZODUCS ET TRAITEMENT

Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
US Gas Transmission ¹	207	-
Secteur intermédiaire au Canada ²	51	21
Alliance Pipeline	57	49
Secteur intermédiaire aux États-Unis ^{3,4}	(7)	(1)
Autres ⁵	28	18
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	336	87
US Gas Transmission - coûts d'inspection, de réparation et autres coûts	(2)	-
US Gas Transmission - coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	(2)	-
Secteur intermédiaire au Canada - coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	(1)	-
Alliance Pipeline - variations du gain non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	2	12
Secteur intermédiaire aux États-Unis - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	8	(38)
Secteur intermédiaire aux États-Unis - ajustement à la valeur de marché de DCP	(2)	-
Bénéfice avant intérêts et impôts	339	61

1 Comprend le BAII ajusté d'US Gas Transmission depuis la clôture de l'opération de fusion le 27 février 2017. Des renseignements supplémentaires se trouvent à la rubrique Fusion avec Spectra Energy.

2 Comprend le BAII ajusté de BC Pipeline et de BC Field Services, de Spectra Canadian Midstream, de Maritimes & Northeast Canada (« M&N Canada ») et de certains autres actifs dans des gazoducs, des conduites de collecte et des installations de stockage depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

3 Comprend le BAII ajusté de DCP Mainstream aux États-Unis depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

4 Depuis le 1^{er} janvier 2017, le BAII ajusté d'Aux Sable, qui est compris dans la participation d'Enbridge dans Aux Sable US, Aux Sable Midstream US et Aux Sable Canada, a été amalgamé dans le secteur intermédiaire aux États-Unis. Les montants comparatifs ont été réorganisés pour les besoins de la comparaison.

5 Depuis le 1^{er} janvier 2017, les BAII ajustés de Vector Pipeline et d'Enbridge Offshore Pipelines (« Offshore ») ont été regroupés sous Autres. Les montants comparatifs ont été réorganisés pour les besoins de la comparaison.

Suivent des détails supplémentaires sur les éléments qui ont influé sur le BAII du secteur Gazoducs et traitement :

- Le BAII du secteur intermédiaire aux États-Unis de chacun des exercices rend compte de la variation des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur d'instruments financiers dérivés servant à la gestion des risques associés au prix des marchandises.

US Gas Transmission

Les actifs dont fait partie US Gas Transmission ont été acquis dans le cadre de l'opération de fusion et compte des actifs de transport et de stockage de gaz naturel par l'entremise de SEP. Suivent les participations indirectes détenues dans ce secteur d'exploitation : 75 % dans Texas Eastern, 68 % dans Algonquin, 75% dans East Tennessee Natural Gas, 59 % dans M&N U.S., 38 % dans Gulfstream et dans certains autres actifs de gazoducs, de conduites de collecte et d'installations de stockage. Les activités de US Gas Transmission sont surtout concentrées dans le transport, le stockage et la collecte 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, ainsi qu'au Canada. La demande sur les réseaux de transport et de stockage de gaz naturel est saisonnière et elle atteint un sommet durant les périodes plus froides des premier et quatrième trimestres. Les injections de gaz se déroulent durant l'été.

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 région 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. Il comprend des gazoducs terrestres et extracôtiers, des stations de compression et trois installations de stockage. Texas Eastern

est aussi raccordé à quatre installations de stockage affiliées qui appartiennent en tout ou en partie à d'autres entités de 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 1 819 kilomètres (1 130 milles) de canalisations et les stations de compression connexes.

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 les stations de compression connexes. East Tennessee comprend une installation de stockage de GNL au Tennessee et se branche aussi à des installations de stockage à Saltville, en Virginie.

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 prend son origine à la frontière canado-américaine près de Baileyville, dans l'État du Maine, et se rend jusque dans le nord-est de l'État du Massachusetts. M&N U.S. est relié au tronçon canadien du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline, M&N Canada, détenu à 78 % par Enbridge (se reporter à la rubrique *Gazoducs et traitement – Secteur intermédiaire au Canada*).

Gulfstream est un réseau inter-États de transport du gaz naturel constitué de quelque 1 199 kilomètres (745 milles) de canalisations et les stations de compression connexes. Il est exploité conjointement par SEP et la société The Williams Companies, Inc. (« Williams »). 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. SEP détient une participation directe de 50 % dans Gulfstream, l'autre 50 % appartenant à des filiales de Williams. Gulfstream fait l'objet d'une comptabilisation à la valeur de consolidation.

Pour l'essentiel, les services de transport et de stockage de Gulfstream 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 les 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 ce service. Lors de l'entrée en exploitation initiale de nouveaux projets, il arrive que la capacité consacrée aux services interruptibles soit plus grande. Les activités de stockage fournissent aussi des services à valeur ajoutée, notamment ceux d'entreposage provisoire, de prêt et d'équilibrage, pour aider à répondre aux besoins de la clientèle.

Risques commerciaux

Les risques ci-après sont propres à US Gas Transmission. Une description des risques généraux auxquels fait face la société dans son ensemble est présentée à la rubrique *Gestion des risques et instruments financiers – Risques commerciaux généraux* du rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Utilisation des actifs

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 liquides de gaz naturel. Il s'en est suivi un ralentissement des activités ciblant les champs de gaz « sec » et une offre excédentaire de capacité de transport par pipeline dans ces zones.

Écarts de prix saisonniers

La hausse de l'offre s'est aussi répercutée négativement sur les écarts de prix saisonniers habituels entre les mois d'été et d'hiver. La valeur des actifs de stockage et des contrats a diminué ces dernières années, ce qui a eu une incidence défavorable sur les résultats des installations de stockage de la société.

Réglementation économique

US Gas Transmission est assujettie aux lois et règlements des gouvernements fédéral et étatiques. La réglementation qui régit les industries du transport et du stockage de gaz naturel agit grandement sur la nature des entreprises et leur mode d'exploitation. La réglementation est en perpétuelle évolution, et la société n'est pas en mesure de prévoir les changements que subira son cadre réglementaire ni les répercussions ultimes sur ses activités d'un futur changement.

Concurrence

Dans le transport et le stockage de gaz naturel, les activités de US Gas Transmission sont en concurrence avec des installations du même type offrant le même produit et desservant les mêmes zones de marché. 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 les entités de US Gas Transmission fait concurrence à d'autres formes d'énergie qui sont proposées aux clients et aux utilisateurs finaux de la société, dont l'électricité, le charbon, le propane et les mazouts.

Résultats d'exploitation

Le BAII ajusté de US Gas Transmission pour le premier trimestre de 2017 tient compte des activités depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017. Les résultats d'exploitation de US Gas Transmission comprennent des produits d'exploitation plus élevés provenant de projets d'expansion des affaires sur les réseaux de transport Algonquin Gas Transmission, Sabal Trail Transmission et Texas Eastern Transmission.

Secteur intermédiaire au Canada

Depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017, le secteur intermédiaire au Canada englobe les entités de Western Canada Transmission & Processing, notamment BC Pipeline et BC Field Services, Spectra Canadian Midstream et M&N Canada ainsi que certains autres actifs dans des gazoducs, des conduites de collecte et des installations de stockage du gaz. BC Pipeline et BC Field Services offrent des services de transport, de collecte et de traitement du gaz naturel selon la méthode des droits. BC Pipeline possède 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 activités de BC Field Services 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. Spectra Canadian Midstream offre aussi des services de collecte et de traitement du gaz en Colombie-Britannique et en Alberta. Elle compte neuf usines de traitement du gaz et environ 966 kilomètres (600 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 et des stations de compression connexes. 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 *US Gas Transmission*. Enbridge détient une participation d'environ 78 % dans M&N Canada.

La plupart des services de transport offerts par le secteur intermédiaire 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. BC Pipeline 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. Les droits versés pour ces services sont fixés d'après les volumes transportés. Des services de collecte et de traitement du gaz naturel sont offerts dans le cadre de contrats d'achat de services.

Risques commerciaux

Les risques présentés ci-dessous sont propres aux actifs de Western Canada Transmission & Processing. Une description des risques généraux auxquels fait face la société dans son ensemble est présentée à la rubrique *Gestion des risques et instruments financiers – Risques commerciaux généraux* du rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Concurrence

Les activités de Western Canada Transmission & Processing sont en concurrence avec des sociétés tierces du secteur intermédiaire, ainsi que des canalisations servant à la collecte, au traitement et au transport du gaz naturel. Au nombre des principaux éléments concurrentiels, on trouve la situation géographique, les tarifs, les modalités de service et la souplesse et la fiabilité du service.

Utilisation des actifs

Les services de Western Canada Transmission & Processing font l'objet de contrats d'achat de services, et ses produits ne sont pas directement exposés au risque lié au prix des marchandises. Cependant, la baisse soutenue des prix du gaz naturel a freiné la demande des producteurs, d'une part, pour l'agrandissement des usines de traitement du gaz en Colombie-Britannique et, d'autre part, pour le renouvellement des contrats de traitement du gaz existants. On s'attend à ce que cette tendance maintienne les prix sous leurs seuils historiques.

Résultats d'exploitation

Le BAII ajusté du secteur intermédiaire au Canada pour le premier trimestre de 2017 tient compte des résultats des activités liées aux nouveaux actifs acquis dans le cadre de l'opération de fusion décrite plus haut. Les usines Tupper acquises en avril 2016 ont aussi contribué à la hausse du BAII ajusté du secteur intermédiaire au Canada d'un trimestre à l'autre.

Les résultats du secteur intermédiaire au Canada comprennent des produits plus élevés tirés des services interruptibles et des produits supplémentaires provenant de volumes qui ont dépassé les engagements pris dans le cadre de contrats d'achat ferme par suite d'activités plus soutenues des producteurs dans l'empreinte du secteur intermédiaire au Canada. Cette hausse des produits a été partiellement effacée par un accroissement des charges d'exploitation et des frais de maintenance ainsi que par des interruptions imprévues dans deux usines de traitement en Colombie-Britannique.

Alliance Pipeline

Le BAII ajusté d'Alliance Pipeline pour le trimestre clos le 31 mars 2017, qui comprend des bénéfices provenant du placement en titres de capitaux propres de 50 % de la société dans Alliance Pipeline, était en hausse par rapport au premier trimestre de 2016, en raison principalement de produits d'exploitation plus élevés découlant d'une forte demande pour le service garanti saisonnier.

Secteur intermédiaire aux États-Unis

Depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017, le secteur intermédiaire aux États-Unis comprend également un placement de 50 % dans 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. Phillips 66 détient l'autre participation de 50 % dans DCP Midstream.

DCP Midstream possède ou exploite des actifs dans 17 États américains, dont environ 102 998 kilomètres (64 000 milles) de conduites de collecte et de canalisations de transport, 61 usines de traitement du gaz naturel et 12 installations de fractionnement. De plus, DCP Midstream exploite une entreprise de commercialisation du propane et une installation de stockage de propane et de butane de huit millions de barils dans le nord-est des États-Unis. DCP Midstream détient également une participation de 33,3 % dans les pipelines de LGN Sand Hills et Southern Hills.

DCP Midstream est exposée à des risques commerciaux semblables à ceux des actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis de la société dont il est fait état dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Contrats d'achat, de service et de vente

DCP Midstream vend une partie de ses LGN à Phillips 66 et Chevron Phillips Chemical Company LLC (« CPChem »). De plus, elle achète des LGN de CPChem. Environ 26 % de la production de LGN de DCP Midstream faisait l'objet d'engagements de Phillips 66 et de CPChem au 31 mars 2017 dans le cadre de contrats qui prennent fin en janvier 2019. DCP Midstream prévoit continuer, dans le cours normal de ses activités, d'acheter des produits à Phillips 66 et à CPChem et de leur en vendre.

Le gaz naturel résiduel, surtout du méthane, dérivé du traitement du gaz naturel brut est vendu aux prix du marché à des tiers négociants et à des utilisateurs finaux, dont de grandes entreprises industrielles, des sociétés de distribution de gaz naturel et des services publics d'électricité. DCP Midstream achète ou prend en dépôt la presque totalité de son gaz naturel brut auprès des producteurs, principalement dans le cadre d'accords fondés sur un pourcentage du produit de la vente ou sur le prix de l'indice, d'ententes d'achat intégral et d'achat à la tête du puits et d'accords basés sur des droits. Plus de 75 % des volumes de gaz collectés et traités font l'objet de contrats fondés sur un pourcentage du produit de la vente. De façon générale, aux termes de ces accords, DCP Midstream collecte, traite et vend le gaz naturel acheté des producteurs. Le gaz naturel résiduel et les LGN sont vendus aux prix de l'indice en fonction des prix du marché publiés. DCP Midstream remet aux producteurs le pourcentage convenu du produit réel de la vente qu'elle a reçu ou le pourcentage convenu du produit de la vente d'après les prix de l'indice ou des recouvrements prévus par contrat, sans égard au montant réel du produit de la vente. Les produits d'exploitation de DCP Midstream tirés des accords fondés sur un pourcentage du produit de la vente ou du prix de l'indice sont directement liés aux prix du gaz naturel, des LGN ou du condensat.

Résultats d'exploitation

Le secteur intermédiaire aux États-Unis a subi une perte ajustée avant intérêts et impôts plus élevée au premier trimestre de 2017 comparativement au trimestre correspondant de 2016. L'accroissement de la perte ajustée avant intérêts et impôts d'un trimestre à l'autre est attribuable à une baisse des volumes sur les actifs de la société dans le secteur intermédiaire, détenus par l'entremise d'EEP, en raison d'un contexte moins favorable persistant des prix des marchandises qui a freiné les activités de forage des producteurs. Cette diminution a été partiellement neutralisée par des apports supérieurs d'Aux Sable US provenant de ses marges plus fortes sur le fractionnement et d'une contribution du placement de la société dans DCP Midstream dont elle a fait l'acquisition dans le cadre de l'opération de fusion. Après la clôture de l'opération de fusion DCP Midstream a compté pour 5 M\$ dans le BAII ajusté du secteur intermédiaire aux États-Unis au cours du trimestre.

Autres

Le BAII ajusté du secteur Autres a augmenté au premier trimestre de 2017, comparativement au premier trimestre de 2016, en raison principalement d'un apport positif d'Offshore découlant de produits plus élevés tirés d'une hausse des tarifs de transport sur l'oléoduc Heidelberg.

DISTRIBUTION DE GAZ

Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)	138	175
Union Gas Limited (« Union Gas ») ¹	63	-
Noverco Inc. (« Noverco »)	37	38
Autres activités de distribution et de stockage de gaz	31	27
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	269	240
EGD - températures (supérieures) inférieures à la normale ²	-	(17)
Noverco - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	10	(1)
Noverco - comptabilisation des soldes réglementaires	-	17
Union Gas - coûts de séparation versés aux salariés et coûts de restructuration	(4)	-
Bénéfice avant intérêts et impôts	275	239

1 Comprend le BAII ajusté d'Union Gas depuis la clôture de l'opération de fusion le 27 février 2017. Se reporter à la rubrique Fusion avec Spectra Energy pour un complément d'information.

2 Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société ne fait plus cet ajustement à son BAII.

Suivent des détails supplémentaires sur les éléments qui ont influé sur le BAII du secteur Distribution de gaz :

- Le BAII d'EGD pour chaque période tient compte des incidences des températures supérieures ou inférieures à la normale dans le secteur de franchise d'EGD. Avant le 1^{er} janvier 2017, les incidences du temps plus clément ou moins clément que la normale n'étaient pas prises en compte dans le calcul du BAII ajusté d'EGD. Depuis le 1^{er} janvier 2017, la société ne fait plus cet ajustement à son BAII ajusté.

EGD

Puisque les tarifs liés aux activités d'EGD sont réglementés et que ses produits d'exploitation sont directement touchés par des éléments comme l'amortissement, les coûts de financement et les impôts sur les bénéfices exigibles, le BAII ajusté d'EGD témoigne moins fidèlement de la performance de l'entité. Vu la nature du régime de tarifs réglementés auquel sont soumises les activités d'EGD, le complément d'information sur le bénéfice ajusté qui suit vise à mieux faire comprendre les résultats d'exploitation d'EGD :

Bénéfice d'EGD

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	138	175
Charge d'intérêts	(46)	(37)
Charge d'impôts sur les bénéfices	(10)	(20)
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :		
Charge d'intérêts	1	-
Impôts sur les bénéfices	-	(4)
Bénéfice ajusté	83	114
EGD - températures supérieures à la normale	-	(13)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	83	101

Le bénéfice ajusté d'EGD a baissé pour le trimestre clos le 31 mars 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, en raison principalement du changement visant à constater le temps plus clément ou moins clément que la normale pour les besoins du bénéfice ajusté. Le bénéfice d'EGD pour chaque période tenait compte des incidences du temps plus clément ou moins clément que la normale dans le secteur de franchise d'EGD. Une partie importante des clients d'EGD ont recours au gaz naturel pour le chauffage; par conséquent, les volumes livrés et les produits et le bénéfice connexes augmentent habituellement pendant les mois d'hiver des premier et quatrième trimestres d'un exercice donné. Les produits provenant d'EGD varient aussi d'un trimestre à l'autre au gré des fluctuations du prix du gaz naturel, même si les bénéfices demeurent neutres puisque ces coûts sont intégrés dans les prix. Comme il a été indiqué plus haut, avant le 1^{er} janvier 2017, les incidences du temps plus clément ou moins clément que la normale n'étaient pas prises en compte pour les besoins du bénéfice ajusté. Le 1^{er} janvier 2017, la société a mis fin au traitement susmentionné pour le bénéfice ajusté; la diminution du bénéfice ajusté d'EGD d'un trimestre à l'autre reflète les produits de distribution moins élevés attribuables aux incidences du temps plus clément ou moins clément que la normale pendant les mois d'hiver au premier trimestre de 2017. Si, pour le trimestre clos le 31 mars 2017, la société avait continué à appliquer le traitement mentionné précédemment, le bénéfice ajusté d'EGD aurait affiché une hausse de 21 M\$.

Parmi les autres facteurs ayant contribué à un recul du bénéfice ajusté d'EGD d'un trimestre à l'autre, on note une hausse du partage des bénéfices en 2017, une charge d'amortissement plus élevée découlant d'un portefeuille d'actifs plus vaste dans l'ensemble et des intérêts capitalisés plus bas par suite de l'achèvement du projet de la région du Grand Toronto en mars 2016.

Union Gas

Union Gas est une grande société canadienne se spécialisant dans le stockage, le transport et la distribution de gaz naturel. Établie en Ontario, elle compte plus de 100 années d'expérience et de service à la clientèle. Les activités de distribution rejoignent environ 1,5 million de clients résidentiels, commerciaux et industriels répartis dans plus de 400 collectivités du nord, du sud-ouest et de l'est de l'Ontario. Les activités de stockage et de transport d'Union Gas procurent des services de stockage et de transport aux clients au carrefour Dawn, la plus grande installation souterraine intégrée de stockage au Canada et l'une des plus importantes en Amérique du Nord. Union Gas crée pour ses clients un pont essentiel dans l'acheminement du gaz naturel depuis les bassins d'approvisionnement dans l'ouest du Canada et des États-Unis jusqu'aux marchés du centre du Canada et du nord-est des États-Unis.

Le réseau de distribution d'Union Gas comprend environ 64 374 kilomètres (40 000 milles) de canalisations principales et de dessertes. Les installations souterraines de stockage de gaz naturel d'Union Gas ont une capacité utile de quelque 165 milliards de pieds cubes; elles comprennent 25 réservoirs souterrains aménagés dans des champs de gaz épuisés. Son réseau de transport est composé d'environ 4 828 kilomètres (3 000 milles) de canalisations à haute pression et de stations de compression connexes aménagées sur la canalisation principale.

Le réseau de distribution d'Union Gas relève de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO »), dont la réglementation touche à de multiples aspects, notamment les tarifs. Union Gas procure aux clients dans son secteur de franchise des services réglementés de distribution, de transport et de stockage, de même que des services non réglementés de stockage de gaz naturel et des services réglementés de transport pour d'autres sociétés de services publics et participants du marché de l'énergie, dont de grandes sociétés de transport et de distribution de gaz naturel. Une grande partie des produits tirés du transport et du stockage d'Union Gas provient de droits fixes liés à la demande.

Cadre de réglementation incitative

Les tarifs de distribution d'Union Gas sont établis en vertu d'un cadre de réglementation incitative quinquennal. 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 ce qui suit :

- des hausses annuelles liées au rythme inflationniste, minorées d'un facteur de productivité correspondant à 60 % du taux d'inflation, de sorte que le taux annuel net d'augmentation équivaut à 40 % du taux d'inflation;

- des hausses ou des réductions de tarif dans les catégories des clients à petit volume en fonction de l'augmentation ou de la diminution de l'utilisation moyenne;
- certains ajustements aux tarifs;
- 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;
- 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 %. En octobre 2016, Union Gas a déposé une demande auprès de la CÉO pour de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2017 conformément au cadre de réglementation incitative; en décembre 2016, la CÉO a approuvé la demande à titre provisoire, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017 qui devait être incluse dans le mécanisme de rajustement trimestriel des tarifs; la CÉO devrait rendre une ordonnance tarifaire finale lorsqu'elle aura terminé son examen du plan de conformité au régime de plafonnement et d'échange d'Union Gas.

Plafonnement et échange

Comme EGD, Union Gas est assujettie aux exigences du programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Se reporter à la rubrique *Distribution de gaz – Enbridge Gas Distribution Inc. – Dispositif de quotas d'émission cessibles* dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 pour un complément d'information sur ce programme. En novembre 2016, Union Gas a déposé son plan de conformité pour 2017 et la CÉO a rendu une ordonnance tarifaire provisoire approuvant les coûts liés au programme de plafonnement et d'échange aux fins de recouvrement auprès des clients à partir du 1^{er} janvier 2017. Au terme de son examen du plan de conformité d'Union Gas pour 2017, la CÉO approuvera les tarifs définitifs pour 2017.

Risques commerciaux

Union Gas est soumise en grande partie aux mêmes risques commerciaux que les autres actifs d'Enbridge dans le secteur de la distribution de gaz dont il est fait état dans le rapport de gestion d'Enbridge pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Résultats d'exploitation

Le BAII ajusté d'Union Gas pour le premier trimestre de 2017 rend compte de ses activités depuis la clôture de l'opération de fusion, le 27 février 2017.

Les résultats d'Union Gas comprennent des produits d'exploitation plus élevés tirés de la distribution et du transport du gaz qui proviennent de hausses de tarifs sur des projets d'agrandissement qui ont été mis en service à la fin de 2016. Cette augmentation des produits a été partiellement effacée par un accroissement des charges d'exploitation et des frais de maintenance.

Puisque les tarifs liés aux activités d'Union Gas sont réglementés et que ses produits d'exploitation sont directement touchés par des éléments comme l'amortissement, les coûts de financement et les impôts sur les bénéfices exigibles, le BAII ajusté d'Union Gas témoigne moins fidèlement de la performance de l'entité. Vu la nature du régime de tarifs réglementés auquel sont soumises les activités d'Union Gas, le complément d'information sur le bénéfice ajusté qui suit vise à mieux faire comprendre les résultats d'exploitation d'Union Gas :

Bénéfice d'Union Gas¹

Trimestre clos le 31 mars	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	63
Charge d'intérêts	(15)
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	15
Éléments d'ajustement à l'égard des aspects suivants :	
Impôts sur les bénéfices	(1)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(1)
Bénéfice ajusté	61
Ajustement des coûts de séparation versés aux salariés	(3)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	58

¹ Comprend le bénéfice ajusté généré par Union Gas depuis la réalisation de l'opération de fusion le 27 février 2017.

ÉNERGIE VERTE ET TRANSPORT

Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Énergie verte et transport	50	48
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts	50	48
Énergie verte et transport - variations du gain non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés	-	1
Bénéfice avant intérêts et impôts	50	49

Le BAII ajusté du secteur Énergie verte et transport pour le trimestre clos le 31 mars 2017 était comparable à celui de la période correspondante de 2016. Cependant, en raison de la faiblesse des ressources éoliennes au premier trimestre de 2017, le BAII ajusté est demeuré comparable d'un trimestre à l'autre.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Services énergétiques	(5)	1
Bénéfice (perte) ajusté avant intérêts et impôts	(5)	1
Services énergétiques - variations des gains (pertes) non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	161	(7)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	156	(6)

Suivent des détails supplémentaires sur les éléments qui ont influé sur le BAII du secteur Services énergétiques :

- Les variations des gains et des pertes non réalisés ont trait à la réévaluation des instruments financiers dérivés servant à gérer le risque lié à la rentabilité des opérations de transport et de stockage et à l'exposition à l'incidence des fluctuations de prix des marchandises sur la valeur des stocks.

Le faible rendement du secteur des services énergétiques aux premiers trimestres de 2017 et de 2016 reflète un moins grand nombre d'occasions de stockage de pétrole brut et un ralentissement de la demande des raffineries ainsi qu'une baisse à certains emplacements de pétrole brut et une compression des différentiels de qualité. Le BAII ajusté 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.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

Bénéfice avant intérêts et impôts

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Exploitation et administration	(40)	(15)
Pertes de change réalisées sur dérivés	(72)	(87)
Autres	7	16
Perte ajustée avant intérêts et impôts	(105)	(86)
Variations des gains non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés	71	367
Perte de change intersociétés non réalisée	(7)	(60)
Coûts liés à l'exécution des projets et aux opérations	(149)	-
Coûts de séparation versés aux salariés et coûts de restructuration	(125)	-
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	(315)	221

Les éléments ayant une incidence sur le BAII de l'unité Éliminations et divers comprennent ce qui suit :

- les coûts de mise en valeur de projets et les coûts de transactions engagés au premier trimestre de 2017 pour l'opération de fusion projetée. Se reporter à la rubrique *Fusion avec Spectra Energy* pour un complément d'information.
- les coûts de séparation versés aux salariés et les coûts de restructuration engagés au premier trimestre de 2017.

La perte ajustée avant intérêts et impôts de l'unité Éliminations et divers pour le trimestre clos le 31 mars 2017 tient compte d'une perte réalisée de 72 M\$ (87 M\$ en 2016) découlant de règlements dans le cadre du programme de gestion du risque de change de la société. La société cible la couverture d'au moins 80 % du bénéfice consolidé prévu en dollars américains pour ses activités aux États-Unis au moyen de contrats dérivés de change visant à améliorer la prédictibilité de son bénéfice libellé en dollars canadiens.

La valeur nominale unitaire de ces contrats de change dérivés réalisés au premier trimestre de 2017 était de 264 M\$ US (261 M\$ US en 2016), à un prix moyen de 1,05 \$ (1,04 \$ en 2016) pour convertir des dollars américains en dollars canadiens. Le taux de change moyen pour le trimestre clos le 31 mars 2017 était de 1,32 \$ (1,37 \$ en 2016). Comme le taux couvert était inférieur au taux de change moyen au premier trimestre de 2017 et au premier trimestre de 2016, la société a constaté une perte de couverture réalisée pour chacune de ces périodes. La perte de couverture réalisée pour le premier trimestre de 2017 était inférieure à celle de la période correspondante pour 2016 en raison d'un écart défavorable moins prononcé entre le taux de change moyen et le taux couvert. La perte réalisée de l'unité Éliminations et divers est neutralisée en partie par l'incidence positive du bénéfice découlant de la conversion des

activités libellées en dollars américains au taux de change de 1,32 \$ pour le premier trimestre de 2017 (1,37 \$ en 2016), et se reflète dans le BAII des secteurs d'exploitation respectifs.

Les gains et les pertes réalisés dans le cadre de ce programme de couverture sont présentés intégralement dans l'unité Éliminations et divers, la société gérant le risque de conversion du taux de change de ses entités américaines à l'échelle de l'entreprise. Les gains et les pertes découlant de règlements d'instruments financiers dérivés portant sur le taux de change couvrant l'exposition découlant des opérations relatives aux produits d'exploitation ou aux charges des activités canadiennes de la société sont inscrits au niveau de l'entité et présentés dans le BAII du secteur d'exploitation visé. Par exemple, les gains et les pertes sur les couvertures des produits d'exploitation du réseau principal au Canada libellés en dollars américains sont présentés dans le BAII du réseau principal au Canada. Le BAII ajusté de l'unité Éliminations et divers tient également compte de l'augmentation des charges d'exploitation et d'administration au premier trimestre de 2017 découlant d'une hausse des coûts liés aux technologies de l'information et d'autres services centralisés après l'intégration de Spectra Energy et de recouvrements proportionnellement moins élevés tirés des unités d'exploitation durant le trimestre.

Le BAII ajusté du secteur Autres a reculé au premier trimestre de 2017, comparativement à la période correspondante de 2016, et tenait compte des pertes sur le taux de change par suite de la conversion de certaines opérations intersociétés.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le maintien d'une solide situation financière et la souplesse à ce titre sont essentiels à la stratégie de croissance d'Enbridge, en raison notamment du nombre important de projets d'immobilisations actuellement garantis ou en voie d'aménagement. L'accès au financement en temps opportun sur les marchés des capitaux pourrait être limité par des facteurs indépendants de la volonté d'Enbridge, notamment la volatilité des marchés des capitaux découlant d'événements économiques ou politiques en Amérique du Nord et ailleurs. Pour atténuer ces risques, la société met en œuvre des stratégies de financement et des plans financiers visant à assurer qu'elle dispose de liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins d'exploitation normaux et à ses besoins en capitaux futurs. À court terme, la société compte généralement avoir recours à ses flux de trésorerie liés à l'exploitation, à des émissions sur les marchés des capitaux, à des billets de trésorerie et (ou) à des prélèvements sur ses facilités de crédit pour financer ses obligations à leur échéance, ses dépenses en immobilisations et les remboursements de sa dette, ainsi que pour verser des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Au moyen de facilités de crédit engagées consenties par un groupe diversifié de banques et d'institutions financières, la société prévoit maintenir les liquidités suffisantes pour lui permettre de répondre à tous ses besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés des capitaux.

Le plan de financement de la société est régulièrement mis à jour en fonction des besoins en capitaux et des conditions des marchés des capitaux et intègre diverses sources potentielles de solutions de financement de rechange au moyen de l'émission de titres de créance et de titres de capitaux propres, y compris par le truchement d'EEP, du groupe du fonds et de SEP, entités détenues à titre de promoteurs.

ACCÈS AUX MARCHÉS DES CAPITAUX

La société et ses filiales autofinancées veillent 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.

Spectra Energy Partners a prévu des dépenses d'expansion du capital de 2,2 G\$ US en 2017, dépenses qui devraient être financées au moyen de titres de créance, d'actions émises principalement dans le cadre de son programme d'ordres au cours du marché et de remboursements de capital au niveau du projet.

Crédit bancaire et liquidités

Pour maintenir ses liquidités et pour atténuer le risque lié aux perturbations des marchés des capitaux, Enbridge maintient son accès à des fonds par le truchement de l'obtention de facilités de crédit bancaire engagées et elle gère activement ses sources de financement bancaire pour optimiser les prix et garantir la souplesse. Le tableau ci-après présente les détails des facilités de crédit engagées de la société aux 31 mars 2017 et 31 décembre 2016.

	Dates d'échéance	31 mars 2017			31 décembre 2016
		Total des facilités	Prélèvements ¹	Montant disponible	Total des facilités
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Enbridge	2017-2022	8 416	5 785	2 631	8 183
Enbridge (U.S.) Inc.	2018-2019	3 903	554	3 349	3 934
EEP	2018-2020	3 497	3 119	378	3 525
EGD	2018-2019	1 017	407	610	1 017
Enbridge Income Fund	2019	1 500	446	1 054	1 500
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	2018	27	-	27	27
Pipelines Enbridge Inc.	2018	3 000	1 138	1 862	3 000
Enbridge Southern Lights LP	2018	5	-	5	5
MEP	2018	893	586	307	900
Spectra Energy Capital, LLC ²	2018-2021	1 732	1 051	681	-
Spectra Energy Partners ²	2018-2021	3 863	1 934	1 929	-
Westcoast ²	2021	400	-	400	-
Union Gas ²	2021	700	435	265	-
Total des facilités de crédit engagées		28 953	15 455	13 498	22 091

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

² Facilité de crédit engagée acquise dans le cadre de la fusion avec Spectra Energy. Des renseignements supplémentaires se trouvent à la rubrique Fusion avec Spectra Energy.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2017, la société a continué de diversifier son accès à du financement au moyen de l'établissement d'une facilité de crédit à terme auprès d'un consortium de banques asiatiques pour un engagement total de 239 M\$. Au 31 mars 2017, la société conservait auprès de consortiums de banques asiatiques trois facilités de crédit à terme entièrement utilisées lui procurant une source de financement par emprunt à terme abordable comparativement au coût du financement par emprunt à terme sur les marchés publics nord-américains disponible à ce moment-là.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, la société détient aussi des facilités de crédit à vue non engagées de 566 M\$ (335 M\$ au 31 décembre 2016), sur lesquelles un montant de 171 M\$ (177 M\$ au 31 décembre 2016) était inutilisé au 31 mars 2017.

Le montant net de 14 517 M\$ des liquidités disponibles de la société au 31 mars 2017 comprenait 1 855 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, déduction faite de la dette bancaire de 836 M\$, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Les ententes de facilité de crédit de la société et les 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 la société se trouve en situation de défaut de paiement ou contrevient à certaines clauses restrictives. Au 31 mars 2017, la société était jugée respecter toutes les clauses restrictives et prévoyait continuer de s'y conformer.

La croissance considérable des flux de trésorerie d'origine interne, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de son modèle d'affaires ont permis à Enbridge de conserver son profil de crédit. La société surveille et gère activement ses 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 elle a accès au financement bancaire et à des capitaux d'emprunt à terme. Les mesures clés de sa vigueur financière faisant l'objet d'une gestion serrée sont notamment la capacité à assurer le service de la dette à même les flux de trésorerie d'exploitation et le ratio de la dette sur le capital total. Au 31 mars 2017, le ratio de capitalisation de la dette de la société se chiffrait à 47,8 %, comparativement à 62,1 % au 31 décembre 2016. L'amélioration du ratio reflétait une augmentation des capitaux propres par suite de l'opération de fusion.

À la suite de la clôture de l'opération de fusion, les notations de la société ont été confirmées, comme suit :

- DBRS Limited a confirmé la notation d'émetteur ainsi que la notation des billets à moyen terme et des débetures non garanties de la société 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.
- Moody's Investor Services, Inc. a confirmé la notation d'émetteur ainsi que la notation de la dette non garantie de premier rang de la société à Baa2, la notation de la dette subordonnée à Ba1, la notation des actions privilégiées à Ba1 et la notation de billets de trésorerie à P-2, et a maintenu les perspectives négatives.
- Standard & Poor's Rating Services (« S&P ») a confirmé les notations de crédit de la société 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 la notation à court terme générale de la société à A-2.

Les solides notations de crédit de première qualité d'Enbridge témoignent du peu de risque associé à ses actifs sous-jacents, de son exposition restreinte aux risques liés aux prix des marchandises et aux volumes, de son bilan en matière de réalisation de projets, de son solide ratio de couverture des dividendes et de ses liquidités disponibles substantielles. La société estime qu'elle dispose toujours amplement, tant au Canada qu'aux États-Unis, de l'accès aux marchés des capitaux dont elle a besoin pour financer de façon adéquate l'exécution de son programme d'investissement de croissance.

Aucune restriction importante ne concerne la trésorerie de la société, exception faite de la trésorerie soumise à restrictions de 175 M\$ qui 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, ainsi qu'une garantie en trésorerie et des montants au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. En général, Enbridge n'a aisément accès à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par EEP et le groupe du fonds qu'une fois que les distributions sont déclarées et versées par ces entités, ce qui a lieu trimestriellement pour EEP et mensuellement pour le groupe du fonds. Par ailleurs, la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales à l'étranger peuvent ne pas être aisément accessibles pour d'autres usages par Enbridge.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, au 31 mars 2017, la société avait un fonds de roulement négatif. Le financement continu du programme d'investissement de croissance de la société a été le principal facteur du déficit du fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, la société maintient 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. Comme il a été mentionné, au 31 mars 2017, le montant net des liquidités disponibles de la société totalisait 14 517 M\$ (14 274 M\$ au 31 décembre 2016). La société prévoit que toute partie à court terme de la dette à long terme arrivant à échéance sera aussitôt refinancée.

SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Activités d'exploitation	1 677	1 861
Activités d'investissement	(3 523)	(1 852)
Activités de financement	1 593	751
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	(9)	(40)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(262)	720

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

Activités d'exploitation

- Les flux de trésorerie liés à l'exploitation au premier trimestre de 2017 témoignent des facteurs d'exploitation dont il est question aux rubriques *Mesures non conformes aux PCGR – BAIL ajusté* et *Mesures non conformes aux PCGR – Bénéfice ajusté* et qui comprennent l'apport de nouveaux actifs à la suite de la réalisation de l'opération de fusion le 27 février 2017. Ces apports additionnels d'un trimestre à l'autre ont été plus que contrebalancés par la diminution de l'apport du secteur Oléoducs, laquelle est principalement attribuable à la baisse des droits repères résiduels moyens du TIC qu'utilise le réseau principal au Canada et par la diminution du taux de couverture de change utilisé pour convertir les produits du réseau principal au Canada.
- Au premier trimestre de 2017, les coûts d'opération et de transition liés à l'opération de fusion de même que les coûts d'indemnités de cessation d'emploi liés à la réduction d'effectifs à l'échelle de l'entreprise de la société ont également contribué à la baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation comparativement au trimestre correspondant de 2016.
- La variation des actifs et des passifs d'exploitation liés aux activités d'exploitation s'est établie à 237 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2017 (131 M\$ en 2016). Les actifs et les passifs d'exploitation d'Enbridge 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'impôt ainsi que le moment des encaissements et des décaissements. En outre, la réglementation ontarienne en matière de plafonnement et d'échange est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017, ce qui a entraîné la comptabilisation d'un passif pour conformité à cette réglementation dans le secteur Distribution de gaz au premier trimestre de 2017.

Activités d'investissement

- L'augmentation d'un trimestre à l'autre de la trésorerie utilisée dans les activités d'investissement est principalement attribuable à la hausse des dépenses pour les placements en actions de la société. Au cours du premier trimestre de 2017, la société a versé une contrepartie au comptant de 1,96 G\$ (1,5 G\$ US) pour l'acquisition d'une participation dans le réseau pipelinier Bakken. De plus, la société a fait un placement initial en actions de 0,4 G\$ pour sa participation de 50 % dans le projet éolien extracôtier Hohe See.
- En outre, au cours du premier trimestre de 2017, l'investissement par la société dans des immobilisations incorporelles était plus élevé comparativement au trimestre correspondant de 2016.
- L'augmentation susmentionnée de l'utilisation de la trésorerie a été partiellement contrebalancée par la trésorerie acquise dans l'opération de fusion et par le produit de la cession des actifs du pipeline Ozark au premier trimestre de 2017. Au premier trimestre de 2016, la société a effectué un dépôt de 54 M\$ dans le cadre de l'acquisition des usines Tupper.
- Enfin, la société poursuit l'exécution de son 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.

Activités de financement

- Au cours du premier trimestre de 2017, compte non tenu de l'incidence de l'opération de fusion, la dette totale de la société a augmenté de 2 045 M\$, comparativement à une diminution de 921 M\$ pour le trimestre correspondant de 2016. Cette augmentation est essentiellement attribuable au financement de son programme de croissance du capital et à l'échéance de sa dette à terme.
- L'augmentation d'un trimestre à l'autre de la trésorerie liée aux activités de financement reflétait également la hausse des apports au comptant des participations ne donnant pas le contrôle, lesquelles comprennent maintenant les participations ne donnant pas le contrôle dans les actifs acquis au moyen de l'opération de fusion.
- L'augmentation de la trésorerie susmentionnée d'un trimestre à l'autre a été partiellement contrebalancée 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.
- Les dividendes versés sur les actions ordinaires de la société ont aussi augmenté au premier trimestre 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.

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

Les membres du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions bénéficient d'un escompte de 2 % à l'achat d'actions ordinaires, au moyen des dividendes réinvestis. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, les dividendes déclarés ont été de 548 M\$ (460 M\$ en 2016), dont 354 M\$ (276 M\$ en 2016) ont été payés au comptant et sont reflétés dans les activités de financement. Le solde des dividendes déclarés, soit 194 M\$ (184 M\$ en 2016), 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 trimestres clos les 31 mars 2017 et 2016, respectivement, 35,4 % et 40,0 % des dividendes déclarés ont été réinvestis.

Le conseil d'Enbridge a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous le 4 mai 2017. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} juin 2017 aux actionnaires inscrits le 15 mai 2017.

Actions ordinaires	0,61000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,25000 \$
Actions privilégiées, série D	0,25000 \$
Actions privilégiées, série F	0,25000 \$
Actions privilégiées, série H	0,25000 \$
Actions privilégiées, série J	0,25000 \$US
Actions privilégiées, série L	0,25000 \$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 \$

FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

OLÉODUCS

Cession de l'actif du pipeline Ozark

Tel qu'il est mentionné à la rubrique *Monétisation des actifs*, la société a vendu, le 1^{er} mars 2017, les activités non essentielles d'Ozark Pipeline à une filiale de MPLX LP pour un produit en espèces d'environ 0,3 G\$ (0,2 G\$ US), certains coûts de remboursement étant compris. Le pipeline Ozark, actif non essentiel appartenant à EEP, sert au transport du pétrole brut, à partir de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à Wood River, en Illinois, où il est livré à la raffinerie d'un tiers et acheminé vers les pipelines d'autres tiers. Les résultats des activités d'Ozark Pipeline pour la période antérieure à sa vente sont consignés à la rubrique *Oléoducs – Installations du milieu du continent et de la côte du golfe du Mexique*.

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 du réseau principal de la société. La résolution de la bande prévoit le démantèlement et le retrait du pipeline sur l'ensemble des terres et bassins hydrographiques de la rivière Bad. La résolution tribale pourrait avoir une incidence sur la capacité de la société à exploiter le pipeline dans la réserve. Depuis que la bande a adopté la résolution, les parties ont convenu d'entretenir un dialogue dans l'objectif de comprendre et de résoudre à long terme les questions préoccupant la bande.

Questions de nature juridique liées à Eddystone Rail

Le 2 février 2017, Eddystone Rail, filiale d'Enbridge, 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 16 mars 2017, les parties défenderesses ont déposé des requêtes visant à obtenir le rejet de la poursuite pour tous les chefs qui leur ont été imputés. Eddystone Rail conteste les requêtes. Les résultats d'exploitation d'Eddystone Rail sont présentés à la rubrique *Oléoducs – Pipelines d'amenée et autres*.

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.

Au 31 mars 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 (195 M\$ après impôts attribuables à Enbridge), montant qui comprend les coûts jugés probables et pouvant être estimés en toute vraisemblance au 31 mars 2017. En dépit des efforts consentis par EEP pour assurer la vraisemblance de ses estimations, il demeure possible qu'EEP doive engager des coûts supplémentaires en rapport avec le déversement de pétrole brut en raison des variations de coûts qui pourraient survenir dans une catégorie de coûts en particulier ou dans l'ensemble des catégories, ou en raison de la modification ou la révision des exigences des organismes de réglementation.

Déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6A

Le 9 septembre 2010, 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. EEP a procédé au nettoyage, à la remise en état et à la restauration des secteurs touchés par le déversement. Le total des coûts estimatifs en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6A se situait à environ 53 M\$ US (montant après impôts de 7 M\$ attribuable à Enbridge), avant les règlements

des compagnies d'assurance et exclusion faite des amendes et pénalités. Ce montant comprend les mesures d'urgence, la remise en état de l'environnement et les travaux de nettoyage liés au déversement. Au 31 mars 2017, EEP n'a plus d'obligation estimative résiduelle.

Règlements de compagnies d'assurance

EEP est incluse dans le programme d'assurance global qu'Enbridge souscrit pour ses filiales et ses sociétés affiliées. Au 31 décembre 2016, EEP a comptabilisé des recouvrements d'assurance pour un total de 547 M\$ US (80 M\$ après impôts attribuables 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, Enbridge a 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 l'endroit d'Enbridge. Par conséquent, il est peu probable qu'EEP reçoive d'autres recouvrements 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. Deux actions en justice ou demandes d'indemnisation sont 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. Selon l'état actuel de ces cas, la société estime que l'issue de telles actions en justice ne devrait pas prêter à conséquence quant à ses résultats d'exploitation ou à sa situation financière.

Amendes et pénalités visant les canalisations 6A et 6B

Au 31 mars 2017, le total des coûts estimatifs d'EEP liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B s'élevait à 69 M\$ US en amendes et pénalités. De ce montant, 62 M\$ US concernent les sanctions civiles imposées en vertu de la *Clean Water Act* des États-Unis, montant qu'EEP a entièrement comptabilisé mais non payé, en attendant l'approbation de l'ordonnance sur consentement, dont il est question ci-dessous.

Ordonnance sur consentement

Le 20 juillet 2016, une ordonnance sur consentement a été déposée auprès de la cour de district des États-Unis pour le district ouest de la division sud du Michigan (la « cour »). L'ordonnance sur consentement constitue la convention de règlement signée par EEP et la United States Environmental Protection Agency (l'« EPA ») et le département de la Justice des États-Unis concernant les déversements de pétrole brut aux canalisations 6A et 6B. En vertu de l'ordonnance sur consentement, EEP versera 62 M\$ US en sanctions civiles : 61 M\$ US relativement à la canalisation 6B et 1 M\$ US relativement à la canalisation 6A. À la suite du dépôt de l'ordonnance sur consentement, le département de la Justice a reçu les observations du public sur la teneur de l'ordonnance et, avec l'accord d'EEP, a apporté certaines modifications au document pour tenir compte de certaines observations exprimées avant de déposer une ordonnance sur consentement modifiée le 19 janvier 2017. L'ordonnance sur consentement prendra effet sur approbation de la cour.

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.

GAZODUCS ET TRAITEMENT

Réseau pipeline T-South de la Colombie-Britannique

Le 25 avril 2017, Enbridge a lancé un appel de soumissions exécutoire concernant son réseau pipeline T-South en Colombie-Britannique pour un accroissement de capacité de 190 Mpi³/j de gaz naturel dans le marché Huntington-Sumas à la frontière canado-américaine. Le volume transporté par le réseau est entièrement visé par des contrats et une expansion est nécessaire pour répondre à la demande croissante des clients par suite de la production en croissance rapide dans les régions prolifiques de Montney et Duvernay. Le projet comprendrait le doublage du réseau T-South et des mises à niveau aux installations de compression le long du réseau pipeline au coût d'environ 1 G\$. Sous réserve de l'issue de l'appel de soumissions, le projet pourrait être mis en service au plus tard à la fin de 2020.

Question concernant Aux Sable et l'Environmental Protection Agency

En septembre 2014, Aux Sable 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* dans le cadre de son programme de détection et de réparation des fuites ainsi que des dispositions connexes du permis en vertu de la *Clean Air Act* obtenu pour les installations d'Aux Sable à 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 questions et y apporter une solution définitive, notamment en ce qui concerne une ébauche d'ordonnance de consentement, et les discussions se poursuivent. L'ordonnance de consentement, dans sa version définitive, ne devrait pas avoir d'incidence considérable sur l'état consolidé de la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

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 la situation financière consolidée de la société ni sur ses résultats d'exploitation consolidés.

ENGAGEMENTS AU TITRE DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

La société a signé des contrats en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux qui totalisent 4 419 M\$ et qui devraient être payés au cours des cinq prochaines années.

QUESTIONS FISCALES

Enbridge et ses filiales conservent des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, de l'avis de la société, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

AUTRES LITIGES

La société et ses filiales font 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 remises en question 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 actions et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur la situation financière consolidée de la société ni sur ses résultats d'exploitation consolidés.

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours des actions de la société ont une incidence sur le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global de la société. Pour gérer ces risques, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Les types de risques de marché auxquels la société est exposée et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques qui suivent, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Risque de change

La société génère des produits, engage des dépenses et détient un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global de la société sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

La société a mis en place une politique dans le cadre de laquelle elle dote d'une couverture un niveau de bénéfice minimum libellé en devises pour un horizon prévisionnel de cinq ans. La société a 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. La société a recours à des couvertures de l'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains sous forme de dérivés de change et de titres de créance libellés en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

Le bénéfice et les flux de trésorerie de la société sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable, soit essentiellement ses billets de trésorerie. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps de taux fixe-variable, à des swaps de taux variable-fixe et à des options. La société a mis en place un programme qui lui permet d'atténuer de façon importante la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur sa charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-fixe au taux de swap moyen de 2,4 % et de swaps taux fixe-variable au taux de swap moyen de 2,1 %.

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres de créance à terme à taux fixes que la société émettra. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt. Elle a mis en place un programme afin d'atténuer de façon importante son 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 3,7 %.

La société surveille aussi la proportion relative de ses 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. Elle a recours essentiellement à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt.

Risque lié au prix des marchandises

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de ses participations dans certains actifs et placements et à cause des activités de ses filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les LGN. La société a recours à des instruments financiers dérivés pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable qui résulte de transactions physiques portant sur ces marchandises. La société a recours essentiellement 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 l'entreprise de distribution de gaz de la société 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. 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 de variation du cours des actions

Le risque de variation du cours des actions est le risque de fluctuations du bénéfice découlant des variations du cours des actions de la société. La société est exposée au risque de variation du cours de ses 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. La société a 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, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

INCIDENCE DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS SUR L'ÉTAT CONSOLIDÉ DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau qui suit présente l'incidence des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net sur le résultat consolidé et le résultat global consolidé avant impôts de la société.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant des gains (pertes) non réalisés constaté dans les autres éléments du résultat global		
Couvertures de flux de trésorerie		
Contrats de change	(2)	(35)
Contrats de taux d'intérêt	(14)	(576)
Contrats sur marchandises	21	16
Autres contrats	(9)	31
Couvertures d'investissement net		
Contrats de change	8	84
	4	(480)
Montant des (gains) pertes reclassé du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie efficace)</i>		
Contrats de change ¹	1	3
Contrats de taux d'intérêt ²	48	(21)
Contrats sur marchandises ³	(2)	(8)
Autres contrats ⁴	9	(26)
	56	(52)
Montant des (gains) pertes reclassé 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	2	26
	2	26
Montant des gains (pertes) non réalisés liés aux dérivés non admissibles constatés dans le résultat net		
Contrats de change ¹	273	1 016
Contrats de taux d'intérêt ²	(18)	4
Contrats sur marchandises ³	163	(184)
Autres contrats ⁴	-	6
	418	842

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

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

3 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » des produits d'exploitation et aux postes « Coût des marchandises » et « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats.

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

Dérivés à la juste valeur

Pour les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui sont conçus et admissibles comme couvertures à 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 est inscrit au poste « Charges d'intérêts » aux états consolidés des résultats. Lors du trimestre clos le 31 mars 2017, la société a comptabilisé une perte non réalisée de 2 M\$ (néant en 2016) sur le dérivé et un gain non réalisé de 2 M\$ (néant en 2016) sur l'élément couvert au poste « Bénéfice net ». La différence entre les montants, s'il en est, représente l'inefficacité de couverture.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que la société ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, la société prévoit ses besoins en trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer si elle disposera des fonds nécessaires et conserve une importante capacité au moyen de ses marges de crédit bancaires engagées, comme l'indique la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*. La société tient aussi à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui lui permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. La société est réputée respecter toutes les modalités de ses facilités de crédit engagées au 31 mars 2017.

RISQUE DE CRÉDIT

La conclusion d'instruments financiers 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, la société conclut des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions affichant une notation de crédit de première qualité. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de conventions de compensation et d'une surveillance constante du risque de crédit de la contrepartie à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques.

La société a 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 ses contreparties sur dérivés. 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 l'exposition de la société au risque de défaillance sur des positions en cours sur des actifs dérivés 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 des services publics ainsi que par la capacité de recouvrer, par la voie de la tarification, et d'estimer les créances douteuses. La société surveille activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, elle obtient des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, la société crée une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 30 jours et les classe dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal ayant trait aux actifs financiers autres que des instruments dérivés est leur valeur comptable.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES

Simplification de la dépréciation de l'écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04 et a 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. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

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

Le 1^{er} janvier 2017, la société a 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 sorties) d'actifs ou d'entreprises. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

Comptabilisation des transferts d'actifs intraentités

Le 1^{er} janvier 2017, la société a 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 la nouvelle directive, 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 les états financiers consolidés de la société.

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

Le 1^{er} janvier 2017, la société a adopté l'ASU 2016-09 et elle a 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 les états financiers consolidés de la société.

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

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

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Modification de la période d'amortissement pour certains titres de créance à prime rachetables 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. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

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

L'ASU 2017-17 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 prestation déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite d'une entité. De plus, seul le coût des services du montant net des prestations peut être capitalisé. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2017 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. Exception faite de la présentation révisée à l'état des résultats, l'adoption de l'ASU 2017-07 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers de la société.

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 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. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2017 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective ou une méthode rétrospective modifiée.

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 modification 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. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2019.

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 en comptabilisant les actifs et passifs locatifs à l'état consolidé de la situation financière et en révélant des renseignements clés additionnels au sujet des contrats de location. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

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 accrue. La nouvelle norme entre 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. La société évalue actuellement quelle méthode de transition elle choisira.

La société a examiné un échantillon de contrats productifs afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur ses pratiques de constatation de produits. Selon cet examen initial, l'application de la norme par la société pourrait donner lieu à 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 seraient présentés en réduction des produits. De plus, l'estimation des contreparties variables, qui sera nécessaire selon la nouvelle norme dans le cas de certains contrats productifs des secteurs Oléoducs, Gazoducs et traitement et Énergie verte et transport, ainsi que la répartition du prix de transaction pour certains contrats productifs du secteur Oléoducs, pourraient entraîner des changements de la méthode ou du calendrier de comptabilisation des produits tirés de ces contrats. La société n'a pas encore achevé son évaluation, mais selon son avis préliminaire, elle ne s'attend pas à ce que ces changements aient une incidence importante sur ses produits ou son résultat. La société a aussi entrepris l'élaboration de processus permettant de générer l'information exigée par la nouvelle norme.

INFORMATION FINANCIÈRE TRIMESTRIELLE

	2017	2016				2015		
	T1 ²	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>								
Produits	11 146	9 338	8 488	7 939	8 795	8 914	8 320	8 631
Bénéfice (perte) attribuable au porteur d'actions ordinaires	638	365	(103)	301	1 213	378	(609)	577
Résultat par action ordinaire	0,54	0,39	(0,11)	0,33	1,38	0,44	(0,72)	0,68
Résultat dilué par action ordinaire	0,54	0,39	(0,11)	0,33	1,38	0,44	(0,72)	0,67
Dividendes par action ordinaire	0,583	0,530	0,530	0,530	0,530	0,465	0,465	0,465
Variations des (gains) pertes non réalisées liées à la juste valeur d'instruments dérivés ¹	(245)	189	32	1	(652)	45	654	(296)

¹ Y compris le bénéfice (la perte) attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

² Les résultats d'exploitation liés aux actifs acquis au moyen de l'opération de fusion ayant pris effet le 27 février 2017 sont comptabilisés au premier trimestre de 2017. De plus amples renseignements figurent aux rubriques Fusion avec Spectra Energy, Oléoducs, Gazoducs et traitement, Distribution de gaz et Éliminations et divers.

Plusieurs facteurs ont une incidence sur la comparabilité des résultats financiers de la société d'un trimestre à l'autre, notamment l'opération de fusion au premier trimestre de 2017, le caractère saisonnier des activités de distribution de gaz de la société, les fluctuations des prix du marché, comme les taux de change et les prix des marchandises, la cession de placements ou d'actifs et le calendrier de la mise en service de nouveaux projets.

Une portion considérable des produits de la société a été réalisée par ses activités de services énergétiques. 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. Les prix des marchandises ne se répercutent pas directement sur le bénéfice, étant donné que ce bénéfice est le résultat d'une marge ou d'un pourcentage des produits qui dépend davantage d'écart de prix des marchandises dans le temps et dans l'espace que du niveau absolu des prix.

La société gère activement son exposition aux risques de marché, notamment, les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change. Dans la mesure où les instruments dérivés utilisés pour gérer ces risques ne sont pas admissibles aux fins de l'utilisation de la comptabilité de couverture, les variations des gains et des pertes non réalisés liés à la juste valeur de ces instruments auront une incidence sur le bénéfice.

Outre les incidences de l'opération de fusion et les variations des gains et pertes non réalisés décrites ci-dessus, les principaux éléments qui ont influé sur les bénéfices trimestriels consolidés sont présentés ci-dessous :

- Les résultats du premier trimestre de 2017 renferment des imputations de charges en diminution du bénéfice de 152 M\$ (111 M\$ après impôts) à l'égard des coûts engagés relativement à l'opération de fusion et de 129 M\$ (92 M\$ après impôts) à l'égard des coûts d'indemnités de cessation d'emploi relativement à la réduction de l'effectif à l'échelle de la société en mars 2017 et des coûts de restructuration dans le cadre de la réalisation de l'opération de fusion.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 rendent compte des coûts d'indemnités de cessation d'emploi et de restructuration engagés relativement à l'initiative Bâtir notre avenir énergétique de la société, qui ont entraîné l'imputation d'une charge de 37 M\$ en diminution du bénéfice. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter au rapport de gestion annuel 2016 de la société.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 comprennent un gain de 520 M\$ (après impôts attribuables à Enbridge) sur l'aliénation d'actifs de la région du sud des Prairies dans le secteur Oléoducs.

- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 comprennent une perte de valeur des actifs de 272 M\$ (après impôts attribuable à Enbridge) se rapportant au projet Northern Gateway dans le secteur Oléoducs.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2016 et du deuxième trimestre de 2015 comprennent les incidences fiscales de transferts d'actifs entre des entités sous contrôle commun d'Enbridge. Les gains intersociétés réalisés par les entités cessionnaires ont été éliminés des états financiers consolidés de la société. Toutefois, puisque ces opérations portaient sur la vente de parts de sociétés en commandite, les conséquences fiscales sont demeurées intégrées aux résultats consolidés et ont donné lieu à une charge de 11 M\$ et de 39 M\$, respectivement.
- Au troisième trimestre de 2016, une perte de valeur de 1 000 M\$ (81 M\$ après impôts attribuables à Enbridge), y compris des coûts de projet connexes de 8 M\$, a été comptabilisée relativement au projet Sandpiper d'EEP. Au quatrième trimestre de 2016, des coûts de projet additionnels de 4 M\$ (coûts nuls après impôts attribuables à Enbridge) ont été comptabilisés.
- Les résultats des deuxième et troisième trimestres de 2016 renferment des coûts après impôts attribuables à Enbridge de 12 M\$ et de 10 M\$ respectivement liés au redémarrage de certains des pipelines et des installations d'Enbridge en raison des incendies de forêt dans le nord-est de l'Alberta.
- Les résultats du deuxième trimestre de 2016 reflètent une perte de valeur de 103 M\$ (après impôts attribuable à Enbridge) relativement à la participation de 75 % d'Enbridge dans Eddystone Rail et causée par les conditions du marché, qui ont touché le volume à l'installation ferroviaire.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2015 tiennent compte des coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux salariés par suite de la réduction de la main-d'œuvre à l'échelle de l'entreprise et d'une charge nette de 25 M\$ imputée au bénéfice.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2015 reflètent une perte de valeur d'actifs de 63 M\$ US (perte de valeur de 11 M\$ après impôts attribuable à Enbridge) sur les installations ferroviaires Berthold d'EEP qui découle de l'incapacité de renouveler au-delà de 2016 les ententes fermes conclues avec des expéditeurs ou d'obtenir suffisamment d'engagements de volumes au comptant.
- Les résultats du troisième trimestre de 2015 comprennent les effets du transfert d'actifs entre des entités sous le contrôle commun d'Enbridge dans le cadre du transfert du secteur Oléoducs au Canada d'Enbridge et de certains actifs d'énergie renouvelable au Canada à Enbridge Income Partners, LP, dans laquelle le fonds a une participation indirecte, qui a entraîné une perte de 247 M\$ réalisée au reclassement des couvertures de taux d'intérêt, une radiation d'un actif réglementaire de 88 M\$ à l'égard des impôts ainsi que des coûts liés aux opérations de 16 M\$.
- Les résultats du troisième trimestre de 2015 comprenaient un gain après impôts de 44 M\$ par suite de l'aliénation d'actifs non essentiels dans le secteur Oléoducs.
- Les résultats du deuxième trimestre de 2015 comprennent une perte de valeur de l'écart d'acquisition de 440 M\$ (perte de 167 M\$ après impôts attribuable à Enbridge) quant aux entreprises de gaz naturel et de 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 gaz naturel et de LGN d'EEP.

Enfin, la société procède actuellement à la mise en œuvre d'un important programme de dépenses en immobilisations de croissance, et le choix du moment de la construction et de l'achèvement des projets de croissance pourrait avoir une incidence sur la comparabilité des résultats trimestriels. Les initiatives d'expansion du capital de la société, dont les dates de début de la construction et de mise en service prévues, sont énumérées à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION¹

	Nombre	Date d'option de rachat et de conversion ^{2,3}	Droit de conversion ³
Actions privilégiées, série A	5 000 000	-	-
Actions privilégiées, série B	20 000 000	1 ^{er} juin 2017	Séries C
Actions privilégiées, série D	18 000 000	1 ^{er} mars 2018	Séries E
Actions privilégiées, série F	20 000 000	1 ^{er} juin 2018	Séries G
Actions privilégiées, série H	14 000 000	1 ^{er} septembre 2018	Séries I
Actions privilégiées, série J	8 000 000	1 ^{er} juin 2017	Séries K
Actions privilégiées, série L	16 000 000	1 ^{er} septembre 2017	Séries M
Actions privilégiées, série N	18 000 000	1 ^{er} décembre 2018	Séries O
Actions privilégiées, série P	16 000 000	1 ^{er} mars 2019	Séries Q
Actions privilégiées, série R	16 000 000	1 ^{er} juin 2019	Séries S
Actions privilégiées, série 1	16 000 000	1 ^{er} juin 2018	Séries 2
Actions privilégiées, série 3	24 000 000	1 ^{er} septembre 2019	Séries 4
Actions privilégiées, série 5	8 000 000	1 ^{er} mars 2019	Séries 6
Actions privilégiées, série 7	10 000 000	1 ^{er} mars 2019	Séries 8
Actions privilégiées, série 9	11 000 000	1 ^{er} décembre 2019	Séries 10
Actions privilégiées, série 11	20 000 000	1 ^{er} mars 2020	Séries 12
Actions privilégiées, série 13	14 000 000	1 ^{er} juin 2020	Séries 14
Actions privilégiées, série 15	11 000 000	1 ^{er} septembre 2020	Séries 16
Actions privilégiées, série 17	30 000 000	1 ^{er} mars 2022	Séries 18

ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre
Actions ordinaires - émises et en circulation (avec droit de vote)	1 638 832 021
Options sur actions - émises et en cours (25 327 699 acquises)	40 466 405

¹ Les données sur les actions en circulation sont établies en date du 28 avril 2017.

² Toutes les actions privilégiées sont des actions sans droit de vote. Les actions privilégiées de série A peuvent être rachetées en tout temps au gré de la société. Pour les actions privilégiées de toutes les autres séries, la société peut, à son 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 à chaque cinquième date anniversaire par la suite.

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 à chaque cinquième date anniversaire par la suite, et ce, à un prix d'émission attribué égal à la valeur de rachat de base.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Produits		
Ventes de marchandises	6 866	4 804
Ventes liées à la distribution de gaz	1 363	1 007
Transport et autres services	2 917	2 984
	11 146	8 795
Charges		
Coûts des marchandises	6 550	4 711
Coûts liés à la distribution de gaz	1 015	754
Exploitation et administration	1 541	1 080
Amortissement	672	559
Coûts environnementaux, déduction faite des recouvrements	10	17
	9 788	7 121
	1 358	1 674
Quote-part du bénéfice des satellites	236	226
Autres produits	35	276
Charge d'intérêts	(486)	(412)
	1 143	1 764
Impôts sur les bénéfices <i>(note 11)</i>	(198)	(417)
Bénéfice	945	1 347
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(224)	(61)
Bénéfice attribuable à Enbridge Inc.	721	1 286
Dividendes sur les actions privilégiées	(83)	(73)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc.	638	1 213
Résultat par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. <i>(note 8)</i>	0,54	1,38
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. <i>(note 8)</i>	0,54	1,38

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>		
Bénéfice	945	1 347
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts		
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	(443)
Variation des gains non réalisés sur les couvertures d'investissement net	49	394
Autres éléments du résultat global des satellites	6	(2)
Reclassement dans le résultat des couvertures de flux de trésorerie réalisées	45	(10)
Reclassement dans le résultat des couvertures de flux de trésorerie non réalisées	(4)	9
Reclassement dans le résultat des montants au titre de l'amortissement des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	4	2
Variation de l'écart de conversion	432	(1 377)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	530	(1 427)
Résultat global	1 475	(80)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(374)	100
Résultat global attribuable à Enbridge Inc.	1 101	20
Dividendes sur les actions privilégiées	(83)	(73)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc.	1 018	(53)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	7 255	6 515
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	10 492	7 391
Émission d'actions ordinaires	-	2 241
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'opération de fusion	37 428	-
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	194	184
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	33	12
Solde à la fin de la période	48 147	9 828
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	3 399	3 301
Rémunération à base d'actions	35	22
Juste valeur de la rémunération à base d'actions en circulation gagnée de l'opération de fusion	77	-
Options exercées	(49)	(5)
Perte de dilution et autres	(36)	(3)
Solde à la fin de la période	3 426	3 315
Bénéfices non répartis (déficit)		
Solde au début de la période	(716)	142
Bénéfice attribuable à Enbridge Inc.	721	1 286
Dividendes sur les actions privilégiées	(83)	(73)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(548)	(460)
Dividendes versés sur la participation croisée	7	6
Ajustement de la valeur de rachat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	152	(118)
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)
Solde à la fin de la période	(426)	754
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 9)</i>		
Solde au début de l'exercice	1 058	1 632
Autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc.	380	(1 266)
Solde à la fin de la période	1 438	366
Participation croisée		
Solde au début de l'exercice	(102)	(83)
Émission d'actions autodétenues	-	(19)
Solde à la fin de la période	(102)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	59 738	20 676
Participations ne donnant pas le contrôle		
Solde au début de la période	577	1 300
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	192	7
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts		
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	(1)	(91)
Variation de l'écart de conversion	141	(55)
Reclassement dans le résultat des couvertures de flux de trésorerie réalisées	10	1
Reclassement dans le résultat des couvertures de flux de trésorerie non réalisées	-	2
Solde à la fin de la période	150	(143)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	342	(136)
Participations ne donnant pas le contrôle résultant de l'opération de fusion	8 792	-
Opération entre entités sous contrôle commun d'Enbridge Energy Company Inc.	43	-
Distributions	(191)	(184)
Apports	215	16
Autres	3	(6)
Solde à la fin de la période	9 781	990
Total des capitaux propres	69 519	21 666
Dividendes payés par action ordinaire	0,583	0,530

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>		
Activités d'exploitation		
Bénéfice	945	1 347
Amortissement	672	559
Charge d'impôts reportés	161	374
Variation des gains non réalisés sur les instruments dérivés, montant net <i>(note 10)</i>	(418)	(842)
Distributions en trésorerie inférieures à la quote-part du bénéfice des satellites	(22)	(40)
Gains sur cessions	(14)	-
Inefficacité des couvertures	1	26
Provision pour réévaluation des stocks	7	168
Pertes non réalisées sur un prêt intersociétés	6	60
Autres	98	87
Variation des passifs environnementaux, déduction faite des recouvrements	4	(9)
Variation de l'actif et du passif d'exploitation	237	131
	1 677	1 861
Activités d'investissement		
Nouvelles immobilisations corporelles	(1 642)	(1 645)
Financement de coentreprises	(39)	(10)
Placements à long terme	(2 511)	(133)
Distributions en trésorerie supérieures à la quote-part du bénéfice des satellites	11	-
Placements à long terme soumis à restrictions	(15)	(12)
Acquisition d'actifs incorporels	(233)	(27)
Dépôt pour acquisition	-	(54)
Trésorerie obtenue dans le cadre de l'opération de fusion <i>(note 4)</i>	614	-
Produits de cessions	289	-
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	(2)	2
Variations de la trésorerie soumise à restrictions	5	27
	3 523	(1 852)
Activités de financement		
Variation nette de la dette bancaire et des emprunts à court terme	260	243
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	2 285	(1 164)
Remboursements sur les débentures et les billets à moyen terme	(500)	-
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	215	16
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(191)	(184)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle rachetables	11	4
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(54)	(42)
Émission d'actions ordinaires	4	2 227
Dividendes sur les actions privilégiées	(83)	(73)
Dividendes sur les actions ordinaires	(354)	(276)
	1 593	751
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	(9)	(40)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(262)	720
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	2 117	1 015
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	1 855	1 735

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

	31 mars 2017	31 décembre 2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 855	2 117
Trésorerie soumise à restrictions	175	68
Comptes débiteurs et autres créances (note 5)	6 627	4 978
Montants à recevoir de sociétés affiliées	40	14
Stocks	1 205	1 233
	9 902	8 410
Immobilisations corporelles, montant net	99 518	64 284
Placements à long terme	14 460	6 836
Placements à long terme soumis à restrictions	243	90
Montants reportés et autres actifs	6 066	3 113
Actifs incorporels, montant net	3 838	1 573
Écart d'acquisition	35 300	78
Impôts reportés	1 202	1 170
Actifs détenus en vue de la vente	-	278
	170 529	85 832
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Dette bancaire	836	623
Emprunts à court terme	833	351
Comptes créditeurs et autres dettes	8 398	7 295
Montants à payer à des sociétés affiliées	128	122
Intérêts à payer	628	333
Passifs environnementaux	143	142
Partie à court terme de la dette à long terme (note 7)	4 343	4 100
	15 309	12 966
Dette à long terme (note 7)	60 736	36 494
Autres passifs à long terme	7 009	4 981
Impôts reportés	14 717	6 036
	97 771	60 477
Éventualités (note 15)		
Participations ne donnant pas le contrôle rachetables	3 239	3 392
Capitaux propres		
Capital-actions (note 8)		
Actions privilégiées	7 255	7 255
Actions ordinaires (1 639 et 943 actions en circulation au 31 mars 2017 et au 31 décembre 2016, respectivement)	48 147	10 492
Surplus d'apport	3 426	3 399
Déficit	(426)	(716)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 9)	1 438	1 058
Participation croisée	(102)	(102)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	59 738	21 386
Participations ne donnant pas le contrôle	9 781	577
	69 519	21 963
	170 529	85 832

Entités à détenteurs de droits variables (note 6)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires non audités.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES

(non audités)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ci-joints d'Enbridge Inc. (« Enbridge » ou la « société ») ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis ») et le règlement S-X pour l'information financière consolidée intermédiaire. Par conséquent, ils ne comprennent pas toute l'information ni toutes les notes de bas de page exigées conformément aux PCGR des États-Unis à l'égard d'états financiers consolidés complets et il faut les lire en parallèle avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 déposés le 17 février 2017. De l'avis de la direction, les états financiers consolidés intermédiaires renferment tous les ajustements, c'est-à-dire simplement les ajustements récurrents habituels qu'elle juge nécessaires en vue de la présentation équitable de la situation financière de la société au 31 mars 2017 ainsi que les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie pour les trimestres clos les 31 mars 2017 et 2016. Les présents états financiers consolidés intermédiaires respectent les mêmes grandes conventions comptables que celles incluses dans les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2016 et pour l'exercice clos à cette même date, sauf en raison de l'adoption de nouvelles normes (note 2). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens.

Les activités et résultats de la société pour les périodes intermédiaires peuvent être soumis aux fluctuations saisonnières à l'intérieur de l'entreprise de distribution de gaz, ainsi qu'à d'autres facteurs comme l'offre et la demande de pétrole brut ou de gaz naturel.

2. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES

Simplification de la dépréciation de l'écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2017, la société a adopté par anticipation l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2017-04 et a 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. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

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

Le 1^{er} janvier 2017, la société a 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 sorties) d'actifs ou d'entreprises. L'adoption de cette prise de position n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

Comptabilisation des transferts d'actifs intraentités

Le 1^{er} janvier 2017, la société a 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 la nouvelle directive, 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 les états financiers consolidés de la société.

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

Le 1^{er} janvier 2017, la société a adopté l'ASU 2016-09 et elle a 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 les états financiers consolidés de la société.

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

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

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Modification de la période d'amortissement pour certains titres de créance à prime rachetables 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. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

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 d'une entité. De plus, seul le coût des services du montant net des prestations peut être capitalisé. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2017 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. Exception faite de la présentation révisée à l'état des résultats, l'adoption de l'ASU 2017-07 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers de la société.

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 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. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2017 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective ou une méthode rétrospective modifiée.

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 modification 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. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2019.

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 en comptabilisant les actifs et passifs locatifs à l'état consolidé de la situation financière et en révélant des renseignements clés additionnels au sujet des contrats de location. La société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés. Cette mise à jour est en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2018 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective modifiée.

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 accrue. La nouvelle norme entre 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. La société évalue actuellement quelle méthode de transition elle choisira.

La société a examiné un échantillon de contrats productifs afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur ses pratiques de constatation de produits. Selon cet examen initial, l'application de la norme par la société pourrait donner lieu à 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 seraient présentés en réduction des produits. De plus, l'estimation des contreparties variables, qui sera nécessaire selon la nouvelle norme dans le cas de certains contrats productifs des secteurs Oléoducs, Gazoducs et traitement et Énergie verte et transport, ainsi que la répartition du prix de transaction pour certains contrats productifs du secteur Oléoducs, pourraient entraîner des changements de la méthode ou du calendrier de comptabilisation des produits tirés de ces contrats. La société n'a pas encore achevé son évaluation, mais selon son avis préliminaire, elle ne s'attend pas à ce que ces changements aient une incidence importante sur ses produits ou son résultat. La société a aussi entrepris l'élaboration de processus permettant de générer l'information exigée par la nouvelle norme.

3. INFORMATIONS SECTORIELLES

Trimestre clos le 31 mars 2017 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Oléoducs	Gazoducs et traitement	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
Produits	2 155	1 235	1 584	137	6 133	(98)	11 146
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(3)	(647)	(1 046)	1	(5 968)	98	(7 565)
Exploitation et administration	(750)	(254)	(189)	(40)	(12)	(296)	(1 541)
Amortissement	(356)	(136)	(112)	(51)	-	(17)	(672)
Coûts environnementaux, déduction faite des recouvrements	(10)	-	-	-	-	-	(10)
	1 036	198	237	47	153	(313)	1 358
Quote-part du bénéfice des satellites	86	110	36	2	2	-	236
Autres produits	2	31	2	1	1	(2)	35
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	1 124	339	275	50	156	(315)	1 629
Charge d'intérêts							(486)
Impôts sur les bénéfices							(198)
Bénéfice							945
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables							(224)
Dividendes sur les actions privilégiées							(83)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc.							638
Nouvelles immobilisations corporelles ¹	654	655	183	114	-	59	1 665

Trimestre clos le 31 mars 2016 <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Oléoducs	Gazoducs et traitement	Distribution de gaz	Énergie verte et transport	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
Produits	2 613	652	1 166	134	4 311	(81)	8 795
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(2)	(483)	(766)	1	(4 296)	81	(5 465)
Exploitation et administration	(766)	(119)	(134)	(40)	(15)	(6)	(1 080)
Amortissement	(346)	(74)	(80)	(48)	-	(11)	(559)
Coûts environnementaux, déduction faite des recouvrements	(17)	-	-	-	-	-	(17)
	1 482	(24)	186	47	-	(17)	1 674
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	113	70	43	2	(2)	-	226
Autres produits (charges)	17	15	10	-	(4)	238	276
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts	1 612	61	239	49	(6)	221	2 176
Charge d'intérêts							(412)
Impôts sur les bénéfices							(417)
Bénéfice							1 347
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables							(61)
Dividendes sur les actions privilégiées							(73)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc.							1 213
Nouvelles immobilisations corporelles ¹	1 332	52	248	7	-	6	1 645

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

TOTAL DE L'ACTIF

	31 mars 2017 ¹	31 décembre 2016
<i>(non audités; en millions de dollars canadiens)</i>		
Oléoducs	57 029	52 043
Gazoducs et traitement	47 205	11 182
Distribution de gaz	18 975	10 204
Énergie verte et transport	5 516	5 571
Services énergétiques	1 970	1 951
Éliminations et divers	4 612	4 881
	135 307	85 832

¹ À l'exclusion de l'affectation d'un écart d'acquisition de 35,2 G\$ dans le cadre de l'opération de fusion (note 4).

4. ACQUISITIONS ET CESSION

ACQUISITIONS

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.

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.

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 permettra ainsi à la société de tirer parti des occasions de croissance à long terme et de consolider son bilan.

L'opération de fusion a été comptabilisée comme regroupement d'entreprises suivant la méthode de l'acquisition prescrite par l'ASC 805 *Regroupement 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 ventilation du prix d'achat a été préparée provisoirement et est susceptible de changement selon l'information supplémentaire qui devient disponible concernant la juste valeur et la base fiscale des actifs acquis. L'affectation d'un écart d'acquisition aux unités d'exploitation est en cours à la date de production des états financiers. Tout ajustement à la ventilation du prix d'achat sera apporté dès que possible, mais en aucun cas plus tard qu'un an après la date d'acquisition.

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 :	
Actifs à court terme a)	2 365
Immobilisations corporelles, montant net b)	34 680
Placements à long terme soumis à restrictions	144
Placements à long terme c)	5 000
Montants reportés et autres actifs d)	2 920
Actifs incorporels e)	2 118
Passifs à court terme	(3 434)
Dette à long terme d)	(21 925)
Autres passifs à long terme	(1 983)
Impôts reportés	(8 331)
Participations ne donnant pas le contrôle f)	(8 792)
	2 762
Écart d'acquisition g)	34 747
	37 509
Prix d'achat :	
Actions ordinaires	37 429
Trésorerie	3
Juste valeur de la rémunération à base d'actions en circulation gagnée 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 1 191 M\$, dont 16 M\$ ne devraient pas être perçus, est compris dans l'actif à court terme.
- b) La société a appliqué les méthodologies d'évaluation décrites dans l'ASC 820, *Évaluation de la juste valeur et informations à fournir*, pour évaluer les immobilisations corporelles achetées. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs réglementés de Spectra Energy est établie, au moyen du point de vue d'un participant au marché, soit à leur valeur comptable. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs non réglementés est déterminée principalement à l'aide de variantes de l'approche bénéfices, 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.
- c) Les investissements à long terme représentent la participation de 50 % de Spectra Energy dans DCP Midstream, L.L.C., Gulfstream Natural Gas System, L.L.C., NEXUS Gas System Transmission L.L.C., Steckman Ridge LP, Islander East Pipeline Company, L.L.C., et Southeast Supply Header L.L.C., et de 10 % dans Penn East Pipeline Company L.L.C. La juste valeur de ces investissements est déterminée au moyen d'une approche bénéfices.
- d) La juste valeur de la dette à long terme est 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. 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 des montants reportés et des autres actifs.

- e) Les actifs incorporels sont les relations avec les clients dans les activités non réglementées, représentant la relation sous-jacente née des ententes à long terme avec les clients capitalisées à 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.
- f) La juste valeur de la participation ne donnant pas le contrôle de Spectra Energy englobe approximativement 78,4 millions de parts ordinaires de Spectra Energy Partners, LP 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 and Northeast Pipeline, Sabal Trail Transmission, L.L.C. 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 Limited et Westcoast Energy Inc.
- g) La société a comptabilisé un écart d'acquisition de 34,7 G\$ relativement à cette opération, écart d'acquisition qui est principalement lié aux synergies que l'on prévoit réaliser grâce à l'opération. 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 le secteur des gazoducs d'Enbridge, 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.

Les dépenses liées à l'acquisition s'établissent jusqu'à maintenant à approximativement 203 M\$. Les coûts engagés pour le trimestre clos le 31 mars 2017 au montant de 152 M\$ (51 M\$ au semestre clos le 31 décembre 2017) sont inscrits au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats.

Pour la période de neuf mois qui sera close le 31 décembre 2017 et pour les exercices qui seront clos les 31 décembre 2018 à 2021, la société a des engagements de paiements futurs de location-exploitation aux montants de 39 M\$, 51 M\$, 51 M\$, 45 M\$ et 41 M\$ respectivement et de 201 M\$ par la suite, en raison de l'opération de fusion.

À la réalisation de l'opération de fusion, la société a commencé à consolider Spectra Energy. De la date de clôture au 31 mars 2017, Spectra Energy a généré des produits d'environ 736 M\$ et des bénéfices de près de 32 M\$.

L'information financière consolidée pro forma complémentaire de la société relative aux trimestres clos les 31 mars 2017 et 2016 comprend les résultats d'exploitation de Spectra Energy comme si l'opération de fusion avait été réalisée le 1^{er} janvier 2016.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Produits	12 437	10 662
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. ¹	991	1 556

¹ Des coûts d'opération de fusion de 152 M\$ (111 M\$ après impôts) ont été exclus des résultats pour le trimestre clos le 31 mars 2017.

Réseau pipeline Bakken

Le 15 février 2017, Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP ») a réalisé l'acquisition d'une participation effective de 27,6 % dans le réseau pipeline Bakken pour un prix d'achat de 1,96 G\$ (1,5 G\$ US). Le réseau pipeline 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 prix d'achat a été réparti comme suit :

15 février	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Juste valeur des actifs nets acquis :	
Actifs à court terme	75
Immobilisations corporelles	2 107
Actifs incorporels	716
Écart d'acquisition	19
Passifs à court terme	(116)
Autres passifs à long terme	(838)
	<hr/> 1 963
Prix d'achat :	
Trésorerie	1 963

La participation de la société dans le réseau pipeline Bakken est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, aucune quote-part du bénéfice des satellites n'a été comptabilisée, car le réseau pipeline Bakken n'avait pas été mis en service.

La participation de la société comprend l'excédent non amorti du prix d'achat sur la valeur comptable nette sous-jacente des actifs des entités détenues à la date d'achat, qui sont constitués d'un écart d'acquisition de 19 M\$ et d'actifs amortissables de 1 219 M\$ dans le secteur Oléoducs.

Projet éolien extracôtier HoHe See

Avec prise d'effet le 8 février 2017, Enbridge a acquis une participation effective de 50 % dans EnBW Hohe See GmbH & Co. KG (« HoHe See »), société allemande de développement éolien extracôtier. HoHe See appartient en copropriété à Enbridge et à Energie Baden-Württemberg AG, importante société d'électricité allemande. La construction du parc éolien a débuté en mars 2017 et ce dernier devrait être entièrement opérationnel à la fin de 2019. La part des coûts engagés que doit prendre en charge Enbridge jusqu'à maintenant s'établit à approximativement 415 M\$ (291 M€), présentés au poste « Placements à long terme » et inclus dans le secteur Énergie verte et transport.

CESSION

Pipeline Ozark

Le 1^{er} mars 2017, la société a 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\$ (219 M\$ US), y compris le remboursement de certains coûts d'ici la date de clôture de l'opération qui seront remboursables. Un gain sur la vente de 14 M\$ avant impôts a été comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats. Les actifs du pipeline Ozark ont été inclus dans le secteur Oléoducs de la société.

5. COMPTES DÉBITEURS ET AUTRES CRÉANCES

Aux termes d'une entente d'achat de comptes débiteurs (l'« entente visant les comptes débiteurs ») conclue en 2013, certaines créances clients et certains produits à recevoir (les « comptes débiteurs ») ont été vendus par certaines filiales d'EEP à une structure d'accueil détenue en propriété exclusive par Enbridge. Enbridge ne peut avoir accès aux débiteurs détenus par la structure d'accueil sauf par le truchement de sa participation de 100 % dans une telle structure d'accueil. L'entente visant les comptes débiteurs prévoit que les achats continueront d'avoir lieu mensuellement, sous réserve que le cumul des achats, déduction faite des montants recouverts, ne soit pas supérieur à 450 M\$ US à tout moment donné. La valeur des créances clients et des produits à recevoir détenus par la structure d'accueil totalisait respectivement 275 M\$ US (366 M\$) et 355 M\$ US (477 M\$) aux 31 mars 2017 et 31 décembre 2016.

Le 28 avril 2017, en conjonction avec la stratégie visant les entités détenues à titre de promoteur aux États-Unis (*note 16*), EEP a résilié la convention de comptes débiteurs avec la structure d'accueil détenue en propriété exclusive par Enbridge en contrepartie d'un paiement ponctuel de 5 M\$ US (7 M\$) à EEP.

6. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Dans le cadre de l'acquisition de Spectra Energy (*note 4*), la société a acquis des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») consolidées et non consolidées.

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ACQUISES CONSOLIDÉES

Spectra Energy Partners, L.P.

La société a acquis une participation de 75 % dans Spectra Energy Partners, L.P. (« 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. La société est le principal bénéficiaire, car elle a le pouvoir de diriger les activités de SEP qui ont une incidence importante sur le rendement économique de SEP.

Valley Crossing Pipeline, LLC

Valley Crossing Pipeline, LLC (« Valley Crossing »), filiale en propriété exclusive, construit un gazoduc pour le transport de gaz naturel dans l'État du Texas. Le solde total du coût de construction s'établit à approximativement 1,6 G\$ (1,2 G\$ US), selon l'estimation actuelle. Valley Crossing est une EDDV en raison de l'insuffisance des capitaux propres à risque pour financer ses activités. La société est le principal bénéficiaire, car elle dirige 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 en totalité ou en majorité par Enbridge et (ou) ses filiales, acquises au moyen de l'opération de fusion, sont considérées comme des EDDV. Puisque ces entités sont détenues en totalité ou en majorité et dirigées par Enbridge et qu'aucune tierce partie n'a la capacité de diriger l'une ou l'autre des activités importantes, la société est considérée comme le principal bénéficiaire.

Le tableau qui suit comprend les actifs qui serviront au règlement des passifs des EDDV consolidées acquises d'Enbridge et des passifs des EDDV consolidées acquises d'Enbridge pour lesquelles les créanciers n'ont aucun recours contre le crédit général de la société en tant que principal bénéficiaire. Ces actifs et ces passifs acquis sont inclus aux états consolidés de la situation financière.

31 mars	2017
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Actif	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	720
Comptes débiteurs et autres créances	1 385
Stocks	144
	2 249
Immobilisations corporelles, montant net	30 237
Placements à long terme	1 595
Placements à long terme soumis à restrictions	103
Montants reportés et autres actifs	1 177
Actifs incorporels, montant net	107
	35 468
Passif	
Emprunts à court terme	435
Comptes créditeurs et autres dettes	1 748
Intérêts à payer	105
Partie à court terme de la dette à long terme	727
	3 015
Dette à long terme	13 036
Autres passifs à long terme	1 371
Impôts reportés	691
	18 113
Actifs nets avant les participations ne donnant pas le contrôle	17 355

ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES ACQUISES NON CONSOLIDÉES

Les EDDV non consolidées suivantes sont comptabilisées au poste « Placements à long terme » dans le tableau ci-dessus.

Nexus Gas Transmission, LLC

SEP est propriétaire d'une participation de 50 % dans Nexus Gas Transmission, LLC (« 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. La société n'est pas le principal bénéficiaire, car le pouvoir de diriger les activités de Nexus qui influent le plus sur son rendement économique est partagé. Nexus a une valeur comptable de 580 M\$ (435 M\$ US) au 31 mars 2017, et le risque maximal de perte de la société est de 1 358 M\$ (1 019 M\$ US).

PennEast Pipeline Company, LLC

SEP est propriétaire d'une participation au coût de 10 % dans PennEast Pipeline Company, LLC (« PennEast »). 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. La société n'est pas le principal bénéficiaire, car elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités de PennEast qui influent le plus sur son rendement économique. PennEast a une valeur comptable de 20 M\$ (15 M\$ US), et le risque maximal de perte de la société est de 183 M\$ (137 M\$ US).

7. DETTE

Le tableau ci-après présente les détails au sujet des facilités de crédit engagées de la société aux 31 mars 2017 et 31 décembre 2016.

	Dates d'échéance	31 mars 2017			31 décembre 2016
		Total des facilités	Prélèvements ¹	Montant disponible	Total des facilités
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>					
Enbridge Inc.	2017-2022	8 416	5 785	2 631	8 183
Enbridge (U.S.) Inc.	2018-2019	3 903	554	3 349	3 934
Enbridge Energy Partners, L.P.	2018-2020	3 497	3 119	378	3 525
Enbridge Gas Distribution Inc.	2018-2019	1 017	407	610	1 017
Enbridge Income Fund	2019	1 500	446	1 054	1 500
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.	2018	27	-	27	27
Pipelines Enbridge Inc.	2018	3 000	1 138	1 862	3 000
Enbridge Southern Lights LP	2018	5	-	5	5
Midcoast Energy Partners, L.P.	2018	893	586	307	900
Spectra Energy Capital, LLC ²	2018-2021	1 732	1 051	681	-
Spectra Energy Partners ²	2018-2021	3 863	1 934	1 929	-
Westcoast Energy Inc. ²	2021	400	-	400	-
Union Gas Limited ²	2021	700	435	265	-
Total des facilités de crédit engagées		28 953	15 455	13 498	22 091

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 Ces facilités ont été acquises le 27 février 2017 dans le cadre de l'opération de fusion (note 4).

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2017, la société a établi une facilité de crédit à terme de cinq ans au montant de 239 M\$ (20 000 M¥) avec un consortium de banques japonaises.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, la société détenait aussi des facilités de crédit à vue non engagées de 566 M\$ (335 M\$ au 31 décembre 2016), sur lesquelles un montant de 171 M\$ (177 M\$ au 31 décembre 2016) était inutilisé au 31 mars 2017.

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 la société peut prolonger l'échéance des facilités de crédit, qui s'établit à ce moment-ci entre 2017 et 2022.

Au 31 mars 2017, des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit de 13 015 M\$ (7 344 M\$ au 31 décembre 2016), déduction faite des emprunts à court terme et des facilités de crédit non renouvelables qui viennent à échéance au plus dans 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.

Comme l'indique la note 4, par suite de l'opération de fusion, la dette de la société a augmenté de 22 978 M\$ à la date d'acquisition. Par conséquent, les montants de remboursement annuels de la dette ont aussi augmenté. Pour la période de neuf mois close le 31 décembre 2017 et pour les exercices clos les 31 décembre 2018 à 2021, les montants de remboursement à l'échéance des débentures, des billets à terme et des facilités de crédit non renouvelables de la société sont de 4 314 M\$, 4 216 M\$, 4 114 M\$, 4 082 M\$ et 2 831 M\$, respectivement, et de 33 768 M\$ par la suite.

Les débetures et les billets à terme de la société portent intérêt à des taux fixes, et ses obligations en matière d'intérêt pour la période de neuf mois close le 31 décembre 2017 et pour les exercices clos les 31 décembre 2018 à 2021 s'établissent respectivement à 1 815 M\$, 2 231 M\$, 2 032 M\$, 1 835 M\$ et 1 669 M\$.

La société peut 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.

8. CAPITAL-ACTIONS

ACTIONS ORDINAIRES

31 mars	2017		2016	
	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 la période	943	10 492	868	7 391
Émission d'actions ordinaires ¹	-	-	56	2 241
Actions ordinaires émises dans le cadre de l'opération de fusion ²	691	37 428	-	-
Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	4	194	4	184
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	1	33	1	12
	1 639	48 147	929	9 828

¹ 2016 - Produit brut de 2 300 M\$; frais d'émission nets de 59 M\$.

² Des actions ordinaires évaluées à 37 429 M\$ ont été émises dans le cadre de l'opération de fusion (note 4); les frais d'émission nets se sont établis à 1 M\$.

RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

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. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été réduit de 13 millions d'actions (12 millions d'actions pour 2016), soit la participation moyenne pondérée de la société dans son propre capital-actions ordinaire, réduction découlant de sa participation croisée dans Noverco Inc.

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.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	1 177	876
Effet dilutif des options	10	6
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	1 187	882

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, 13 545 193 options sur actions à effet antidilutif (20 150 772 en 2016) au prix d'exercice moyen pondéré de 57,71 \$ (49,62 \$ en 2016) ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

9. COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Les changements dans le cumul des autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires d'Enbridge Inc. pour les trimestres clos les 31 mars 2017 et 2016 s'établissent comme suit :

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortissement au titre 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 conservé dans le cumul des autres éléments du résultat global	(1)	50	293	5	-	347
Autres éléments du résultat global reclassé dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	31	-	-	-	-	31
Contrats sur marchandises ²	(2)	-	-	-	-	(2)
Contrats de change ³	-	-	-	-	-	-
Autres contrats ⁴	9	-	-	-	-	9
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	-	-	-	-	6	6
	37	50	293	5	6	391
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(1)	(1)	-	1	-	(1)
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(8)	-	-	-	(2)	(10)
	(9)	(1)	-	1	(2)	(11)
Solde au 31 mars 2017	(718)	(580)	2 993	43	(300)	1 438

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortissement au titre 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 conservé dans le cumul des autres éléments du résultat global	(459)	409	(1 314)	(8)	-	(1 372)
Autres éléments du résultat global reclassé dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	29	-	-	-	-	29
Contrats sur marchandises ²	(3)	-	-	-	-	(3)
Contrats de change ³	2	-	-	-	-	2
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	-	-	-	-	3	3
	(457)	409	(1 314)	(8)	3	(1 367)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	118	(15)	-	6	-	109
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(7)	-	-	-	(1)	(8)
	111	(15)	-	6	(1)	101
Solde au 31 mars 2016	(1 034)	(401)	2 051	35	(285)	366

¹ Montants comptabilisés 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 » aux états consolidés des résultats.*
- 4 *Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats.*
- 5 *Ces composantes sont comprises dans le calcul des charges de retraite périodiques et sont constatées au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats.*

10. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

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

Les types de risques de marché auxquels la société est exposée et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques qui suivent, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Risque de change

La société génère des produits, engage des dépenses et détient un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments du résultat global de la société sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

La société a mis en place une politique dans le cadre de laquelle elle dote d'une couverture un niveau de bénéfice minimum libellé en devises pour un horizon prévisionnel de cinq ans. La société a 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. La société a recours à des couvertures de l'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains sous forme de dérivés de change et de titres de créance libellés en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable, soit essentiellement ses billets de trésorerie. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps de taux fixe-variable, à des swaps de taux variable-fixe et à des options. La société a mis en place un programme qui lui permet d'atténuer de façon importante la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur sa charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-fixe au taux de swap moyen de 2,4 % et de swaps taux fixe-variable au taux de swap moyen de 2,1 %.

Le bénéfice et les flux de trésorerie de la société sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres de créance à taux fixes que la société émettra. Pour se prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, la société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt. Elle a mis en place un programme afin d'atténuer de façon importante son 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 3,7 %.

La société surveille aussi la proportion relative de ses 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. Elle a recours essentiellement à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt.

Risque lié au prix des marchandises

Les flux de trésorerie et le bénéfice de la société sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de ses participations dans certains actifs et placements et à cause des activités de ses filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les liquides de gaz naturel (« LGN »). La société a recours à des instruments financiers dérivés pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable qui résulte de transactions physiques portant sur ces marchandises. La société a recours essentiellement 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 l'entreprise de distribution de gaz de la société 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 gaz à effet de serre. Comme le cadre d'approvisionnement en gaz, le cadre de la Commission de l'électricité de l'Ontario (« CÉO ») relatif à l'achat de quotas d'émission permet le recouvrement des fluctuations du prix des quotas d'émission dans les tarifs facturés aux consommateurs, sous réserve de l'approbation de la CÉO.

Risque de variation du cours des actions

Le risque de variation du cours des actions est le risque de fluctuations du bénéfice découlant des variations du cours des actions de la société. La société est exposée au risque de variation du cours de ses 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. La société a 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, la société a recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

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

La société a généralement pour politique de conclure des contrats distincts de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. (« ISDA ») ou des contrats sur dérivés similaires avec la majorité de ses contreparties sur dérivés. 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 l'exposition de la société au risque de défaillance sur des positions en cours sur des actifs dérivés avec les contreparties dans ces situations particulières. Le tableau ci-après présente également le règlement maximal qui pourrait être reçu advenant ces circonstances particulières. Tous les montants bruts sont présentés dans les états consolidés de la situation financière.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement net	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de juste valeur	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
31 mars 2017							
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Comptes débiteurs et autres créances							
Contrats de change	98	3	-	5	106	(104)	2
Contrats de taux d'intérêt	4	-	-	-	4	(4)	-
Contrats sur marchandises	11	-	-	229	240	(61)	179
	113	3	-	234	350	(169)	181
Montants reportés et autres actifs							
Contrats de change	9	2	-	67	78	(78)	-
Contrats de taux d'intérêt	7	-	12	-	19	(5)	14
Contrats sur marchandises	26	-	-	48	74	(34)	40
Autres contrats	1	-	-	1	2	-	2
	43	2	12	116	173	(117)	56
Comptes créditeurs et autres dettes							
Contrats de change	(5)	(290)	-	(680)	(975)	104	(871)
Contrats de taux d'intérêt	(442)	-	-	(144)	(586)	4	(582)
Contrats sur marchandises	-	-	-	(194)	(194)	61	(133)
Autres contrats	(1)	-	-	(3)	(4)	-	(4)
	(448)	(290)	-	(1 021)	(1 759)	169	(1 590)
Autres passifs à long terme							
Contrats de change	(1)	(37)	-	(1 733)	(1 771)	78	(1 693)
Contrats de taux d'intérêt	(275)	-	(1)	(210)	(486)	5	(481)
Contrats sur marchandises	-	-	-	(197)	(197)	34	(163)
	(276)	(37)	(1)	(2 140)	(2 454)	117	(2 337)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net							
Contrats de change	101	(322)	-	(2 341)	(2 562)	-	(2 562)
Contrats de taux d'intérêt	(706)	-	11	(354)	(1 049)	-	(1 049)
Contrats sur marchandises	37	-	-	(114)	(77)	-	(77)
Autres contrats	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
	(568)	(322)	11	(2 811)	(3 690)	-	(3 690)

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 les instruments dérivés de la société.

31 mars 2017	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	1 069	2	2	2	-	-
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	3 911	2 770	2 945	2 723	567	224
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - achat <i>(en millions de livres sterling)</i>	89	6	-	-	-	-
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	-	-	89	25	27	144
Contrats de change - contrats à terme en euros - achat <i>(en millions d'euros)</i>	149	256	340	-	-	-
Contrats de change - contrats à terme en euros - vente <i>(en millions d'euros)</i>	-	-	-	35	152	952
Contrats de change - contrats à terme en yens - achat <i>(en millions de yens)</i>	-	-	32 662	-	-	20 000
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	4 828	5 137	1 571	152	100	299
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à recevoir à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	1 390	1 302	900	671	345	320
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer sur la dette à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	3 982	2 736	767	-	-	-
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	48	40	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	(111)	(26)	20	-	-	-
Contrats sur marchandises - pétrole brut <i>(en millions de barils)</i>	4	(9)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - LGN <i>(en millions de barils)</i>	(3)	(8)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	42	30	31	35	(3)	(43)
31 décembre 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	991	2	2	2	-	-
Contrats de change - contrats à terme en dollars américains - vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	4 369	2 768	2 943	2 722	566	223
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - achat <i>(en millions de livres sterling)</i>	91	6	-	-	-	-
Contrats de change - contrats à terme en livres sterling - vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	-	-	89	25	27	144
Contrats de change - contrats à terme en yens - achat <i>(en millions de yens)</i>	-	-	32 662	-	-	-
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	6 713	5 161	1 581	153	100	300
Contrats de taux d'intérêt - taux fixe à payer à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	3 998	2 743	768	-	-	-
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	48	40	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)</i>	(93)	(42)	(17)	(9)	-	-
Contrats sur marchandises - pétrole brut <i>(en millions de barils)</i>	(11)	(9)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - LGN <i>(en millions de barils)</i>	(8)	(6)	-	-	-	-
Contrats sur marchandises - électricité <i>(en MWh)</i>	40	30	31	35	(3)	(43)

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

Le tableau suivant présente l'incidence des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures d'investissement net sur les états consolidés des résultats et du résultat global de la société, compte non tenu de l'incidence de l'impôt sur le revenu.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<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	(2)	(35)
Contrats de taux d'intérêt	(14)	(576)
Contrats sur marchandises	21	16
Autres contrats	(9)	31
Couvertures d'investissement net		
Contrats de change	8	84
	4	(480)
Montant des (gains) pertes reclassées du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net <i>(partie efficace)</i>		
Contrats de change ¹	1	3
Contrats de taux d'intérêt ²	48	(21)
Contrats sur marchandises ³	(2)	(8)
Autres contrats ⁴	9	(26)
	56	(52)
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	2	26
	2	26

1 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » des produits et « Autres produits » aux états consolidés des résultats.

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

3 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » des produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats.

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

La société estime qu'un gain de 19 M\$ constaté dans le cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie sera viré au résultat net dans les 12 prochains mois. Les montants réels reclassés au résultat net dépendront des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises en vigueur au moment où les contrats dérivés en cours viendront à échéance.

Au 31 mars 2017, la durée maximale des couvertures de flux de trésorerie était de 33 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 à 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 est inscrit au poste « Charges d'intérêts » aux états consolidés des résultats. Lors du trimestre clos le 31 mars 2017, la société a comptabilisé une perte non réalisée de 2 M\$ (néant en 2016) sur le dérivé et un gain non réalisé de 2 M\$ (néant en 2016) sur l'élément couvert au poste « Bénéfice net ». La différence entre les montants, s'il en est, représente l'inefficacité de couverture.

Dérivés non admissibles

Le tableau suivant présente les gains et pertes non réalisés liés aux changements dans la juste valeur des dérivés non admissibles de la société.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Contrats de change ¹	273	1 016
Contrats de taux d'intérêt ²	(18)	4
Contrats sur marchandises ³	163	(184)
Autres contrats ⁴	-	6
Total du gain (de la perte) non réalisé lié à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	418	842

1 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » des produits (gain de 159 M\$ en 2017; gain de 582 M\$ en 2016) et « Autres produits (charges) » (gain de 114 M\$ en 2017; gain de 434 M\$ en 2016) aux états consolidés des résultats.

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

3 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » (perte de 22 M\$ en 2017; gain de 39 M\$ en 2016) et « Ventes de marchandises » (gain de 187 M\$ en 2017; perte de 285 M\$ en 2016) des produits et aux postes « Coûts des marchandises » (gain de 5 M\$ en 2017; gain de 76 M\$ en 2016) et « Exploitation et administration » (perte de 7 M\$ en 2017; perte de 14 M\$ en 2016) des charges aux états consolidés des résultats.

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

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que la société ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, la société prévoit ses besoins en trésorerie pour une période de 12 mois pour déterminer si elle disposera des fonds nécessaires et conserve des liquidités disponibles substantielles aux termes de ses marges de crédit bancaires engagées pour parer aux éventualités. Ses 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. La société maintient également à jour un prospectus préalable de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui lui permet, sous réserve des conditions du marché, d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains. De plus, elle s'assure de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui lui permettent de répondre à tous ses besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. La société est réputée respecter toutes les modalités de ses facilités de crédit engagées au 31 mars 2017. Par conséquent, elle a accès à toutes ses facilités de crédit, et les banques sont tenues de lui accorder du financement aux termes de celles-ci.

RISQUE DE CRÉDIT

La conclusion d'instruments financiers 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, la société conclut des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions solvables 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.

La société avait des concentrations de crédit de groupe et des risques de crédit maximaux, à l'égard des instruments dérivés, dans les secteurs de contrepartie suivants :

	31 mars 2017	31 décembre 2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	39	39
Institutions financières aux États-Unis	158	179
Institutions financières en Europe	91	106
Institutions financières en Asie	1	1
Autres ¹	161	162
	450	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 mars 2017, la société avait fourni des lettres de crédit totalisant 167 M\$ tenant lieu de garantie en trésorerie à ses contreparties aux termes de contrats de l'ISDA. La société ne détenait aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés au 31 mars 2017 et au 31 décembre 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 des contreparties de la société 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. Le risque de crédit du secteur Distribution de gaz et d'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 part des créances douteuses prévisionnelles. La société surveille activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, elle obtient des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, la société crée une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 30 jours et les classe 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

Les actifs et passifs financiers de la société évalués à la juste valeur sur une base récurrente comprennent les instruments dérivés. La société fournit 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 est établie selon les meilleures estimations de la valeur de marché par la société, d'après les modèles ou les techniques d'évaluation généralement reconnus. Elle s'appuie sur les prix et les taux pouvant être observés sur le marché. Lorsque ces valeurs ne sont pas disponibles, la société a recours à l'analyse des flux de trésorerie actualisés d'après les courbes de taux applicables en fonction des données du marché observables pour estimer la juste valeur.

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La société répartit ses 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. Les instruments de niveau 1 de la société 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.

La société a également classé la juste valeur du placement dans des actions privilégiées qu'elle détient jusqu'à son échéance et de sa dette à long terme dans le niveau 2. La juste valeur du placement que la société détient dans des actions privilégiées jusqu'à son échéance est essentiellement fonction du rendement de certaines des obligations du gouvernement du Canada. La juste valeur de la dette à long terme de la société 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. La société a 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. La société ne détient aucun autre instrument financier de niveau 3.

La société utilise les données les plus observables disponibles pour estimer la juste valeur de ses dérivés. Si possible, la société estime la juste valeur de ses dérivés en s'appuyant sur des prix cotés sur le marché. En l'absence de prix cotés sur le marché, la société utilise les estimations de courtiers indépendants. La société utilise 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 utilisées par la société 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, la société tient compte de ses propres écarts de swaps sur défaillance de crédit et de ceux de ses contreparties pour estimer la juste valeur.

La société a classé ses actifs et passifs dérivés évalués à la juste valeur comme suit :

31 mars 2017	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	-	106	-	106
Contrats de taux d'intérêt	-	4	-	4
Contrats sur marchandises	8	75	157	240
	8	185	157	350
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	-	78	-	78
Contrats de taux d'intérêt	-	19	-	19
Contrats sur marchandises	-	23	51	74
Autres contrats	-	2	-	2
	-	122	51	173
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	-	(975)	-	(975)
Contrats de taux d'intérêt	-	(586)	-	(586)
Contrats sur marchandises	(5)	(44)	(145)	(194)
Autres contrats	-	(4)	-	(4)
	(5)	(1 609)	(145)	(1 759)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	-	(1 771)	-	(1 771)
Contrats de taux d'intérêt	-	(486)	-	(486)
Contrats sur marchandises	-	(11)	(186)	(197)
	-	(2 268)	(186)	(2 454)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	-	(2 562)	-	(2 562)
Contrats de taux d'intérêt	-	(1 049)	-	(1 049)
Contrats sur marchandises	3	43	(123)	(77)
Autres contrats	-	(2)	-	(2)
	3	(3 570)	(123)	(3 690)

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 mars 2017	Juste valeur	Données non observables	Prix/volatilité minimum	Prix/volatilité maximum	Prix moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises - financiers¹						
Gaz naturel	20	Prix à terme du gaz	3,07	4,91	3,62	dollars par MBTU ³
LGN	(10)	Prix à terme des LGN	0,31	1,53	1,13	dollars par gallon
Électricité	(145)	Prix à terme de l'électricité	18,50	63,70	42,61	dollars par MWh
Contrats sur marchandises - avec livraison physique¹						
Gaz naturel	(41)	Prix à terme du gaz	2,62	7,34	3,29	dollars par MBTU ³
Pétrole brut	46	Prix à terme du brut	40,97	75,64	33,34	dollars par baril
LGN	6	Prix à terme des LGN	0,30	1,72	1,05	dollars par gallon
Options sur marchandises²						
Pétrole brut, LGN		Volatilité des options	22 %	100 %	49 %	
Électricité	1	Volatilité des options	23 %	50 %	24 %	
	(123)					

1 Les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique et financiers sont évalués en ayant recours à une méthode axée sur le marché.

2 Les contrats d'options sur marchandises sont évalués en ayant recours à une méthode fondée sur un modèle d'option.

3 Un million de British Thermal Units (« MBTU »).

En cas d'ajustement, les importantes données non observables mentionnées dans le tableau qui précède auraient une incidence directe sur la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3 de la société. Les importantes données non observables utilisées pour mesurer la juste valeur des instruments dérivés de

niveau 3 comprennent les prix à terme des marchandises, et dans le cas des contrats d'option, la volatilité des prix. Des variations des prix à terme des marchandises pourraient entraîner des écarts importants entre les justes valeurs des instruments dérivés du niveau 3 de la société. Des variations à la volatilité des prix modifieraient la valeur des contrats d'option. En général, la modification d'une estimation des prix à terme des marchandises n'a pas de rapport avec la modification de l'estimation de la volatilité des prix.

Les variations de la juste valeur nette des actifs et des passifs dérivés dont l'évaluation est classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs s'établissent comme suit :

	Trimestres clos les 31 mars	
	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	83	(40)
Compris dans les autres éléments du résultat global	19	7
Règlements	70	(123)
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(123)	(102)

¹ Montant comptabilisé au poste « Transport et autres services » des produits d'exploitation et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » des charges aux états consolidés des résultats.

La société a pour politique de comptabiliser les transferts au dernier jour de la période. Il n'y avait aucun transfert entre les niveaux aux 31 mars 2017 et 2016.

JUSTE VALEUR DES AUTRES INSTRUMENTS FINANCIERS

La société comptabilise ses placements en instruments de capitaux propres dans d'autres entités qui ne sont pas classés comme étant détenus jusqu'à leur échéance à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global, sauf s'il n'existe pas de prix cotés sur un marché actif pour évaluer la juste valeur, auquel cas ces placements sont comptabilisés au coût. La valeur comptable de l'ensemble des placements en instruments de capitaux propres qui ont été comptabilisés au coût a totalisé 110 M\$ au 31 mars 2017 (110 M\$ au 31 décembre 2016).

La société a des investissements à long terme soumis à des restrictions détenus en fiducie totalisant 243 M\$ au 31 mars 2017 (90 M\$ au 31 décembre 2016) qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

La société détient un placement en actions privilégiées détenu jusqu'à son échéance reporté à son coût amorti de 388 M\$ au 31 mars 2017 (355 M\$ au 31 décembre 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 %. Au 31 mars 2017, la juste valeur de ce placement en actions privilégiées était plus ou moins équivalente à sa valeur nominale de 580 M\$ (580 M\$ au 31 décembre 2016).

Au 31 mars 2017, la valeur comptable de la dette à long terme de la société était de 65 336 M\$ (40 761 M\$ au 31 décembre 2016) avant les frais d'émission de la dette et sa juste valeur, de 68 603 M\$ (43 910 M\$ au 31 décembre 2016). La société a également des billets à recevoir à long terme constatés à leur valeur comptable au poste « Montants reportés et autres actifs ». Au 31 mars 2017, les billets à recevoir à long terme ont une valeur comptable de 95 M\$ (néant au 31 décembre 2016) et une juste valeur de 95 M\$ (néant au 31 décembre 2016).

COUVERTURES DES INVESTISSEMENTS NETS

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

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2017, la société a constaté un gain de change non réalisé à la conversion de la dette libellée en dollars américains de 20 M\$ (gain non réalisé de 297 M\$ en 2016) et un gain non réalisé sur la variation de la juste valeur de ses contrats de change à terme en vigueur de 9 M\$ (84 M\$ en 2016) dans les autres éléments du résultat global. La société a constaté un gain réalisé de 1 M\$ dans les autres éléments du résultat global (néant en 2016) relativement au règlement des contrats de change à terme, et elle avait aussi constaté dans ce poste un gain réalisé de 20 M\$ (28 M\$ en 2016) relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains, instruments qui étaient arrivés à échéance durant la période visée. Il n'y a eu aucune inefficacité durant le trimestre clos le 31 mars 2017 (néant en 2016).

11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, le taux d'imposition réel était de 17,3 % (23,6 % en 2016). Le taux d'imposition réel plus bas en 2017 était attribuable à l'avantage fiscal à tarifs réglementés et à d'autres éléments permanents ayant trait aux bénéfices lors du premier trimestre de 2017.

12. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

COÛTS DES PRESTATIONS, MONTANT NET COMPTABILISÉ

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Prestations gagnées au cours de l'exercice	54	42
Coût financier des obligations au titre des prestations projetées	32	26
Rendement prévu des actifs des régimes	(51)	(38)
Amortissement de la perte actuarielle	9	9
Coûts des prestations déterminées, montant net, comptabilisés selon la comptabilité d'exercice ^{1,2}	44	39

1 Le montant net des prestations pour le trimestre clos le 31 mars 2017 comprend des coûts liés aux avantages postérieurs à l'emploi de 5 M\$ (4 M\$ en 2016).

2 Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, un passif réglementaire compensatoire de néant (2 M\$ en 2016) a été comptabilisé dans la mesure où il est probable que les charges au titre des régimes de retraite ou des ACR seront remboursées aux clients ou recouvrées auprès de ces derniers par le truchement des tarifs futurs.

RÉGIMES DE RETRAITE ACQUIS

Dans le cadre de l'acquisition de Spectra Energy (note 4), la société a pris en charge les régimes de retraite enregistrés et non enregistrés au Canada et aux États-Unis (les « régimes canadiens » et les « régimes américains », respectivement), qui donnent aux employés de la société le droit à des prestations déterminées ou à des prestations en fonction de cotisations déterminées.

Les régimes canadiens acquis consistent en des régimes enregistrés et non enregistrés contributifs et non contributifs à prestations déterminées et à cotisations déterminées couvrant la quasi-totalité des employés canadiens de Spectra Energy. Les régimes canadiens à prestations déterminées donnent droit à des prestations de retraite fondées sur les années de service et les gains moyens définitifs des participants. En vertu du régime canadien à cotisations déterminées, les cotisations de la société sont déterminées selon les conditions du régime et sont fondées sur l'âge, le nombre d'années de service et les gains admissibles courants de chaque participant. La société fournit également des prestations de retraite déterminées complémentaires non admissibles à tous les employés à la retraite visés par un régime enregistré de retraite à prestations déterminées et dont la pension est limitée par le plafond de pension prescrit par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada).

Les régimes américains acquis procurent aux employés basés aux États-Unis une pension à prestations déterminées au moyen d'une formule de solde au comptant. Suivant une formule de solde au comptant,

le participant à un régime accumule une pension constituée par des crédits de paye fondés sur un pourcentage de gains admissibles actuels et de crédits d'intérêt actuels. La société a aussi des régimes à prestations déterminées non capitalisés, non contributifs et non admissibles qui couvrent certains dirigeants actuels et anciens basés aux États-Unis. Ces régimes de retraite non admissibles n'ont aucun actif. Il y a d'autres régimes non admissibles comme des régimes d'épargne et de rémunération différée qui couvrent certains dirigeants actuels et anciens basés aux États-Unis.

La date d'évaluation utilisée pour déterminer les actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations constituées était le 27 février 2017 pour les régimes canadiens et les régimes américains.

AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Les ACR comprennent principalement l'assurance maladie complémentaire et l'assurance vie pour les employés à la retraite admissibles sur une base contributive et non contributive.

Voici un résumé de la juste valeur des soldes de pension et d'ACR pris en charge à la date d'acquisition du 27 février 2017 :

Au 27 février 2017	Prestations de retraite		ACR	
	États-Unis	Canada	États-Unis	Canada
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Obligation au titre des prestations constituées et actifs des régimes pris en charge				
Obligation au titre des prestations projetée	818	1 505	275	146
Juste valeur des actifs des régimes	737	1 290	103	-
Situation de sous-capitalisation à la fin de l'exercice	(81)	(215)	(172)	(146)
Réparties comme suit :				
Montants reportés et autres actifs	-	23	-	-
Comptes créditeurs et autres dettes	(2)	-	(3)	(4)
Autres passifs à long terme	(79)	(238)	(169)	(142)
	(81)	(215)	(172)	(146)

Les hypothèses moyennes pondérées utilisées pour la mesure des obligations en matière de retraite et des ACR projetés s'établissent comme suit :

Au 27 février 2017	Prestations de retraite		ACR	
	États-Unis	Canada	États-Unis	Canada
Taux d'actualisation	3,6 %	3,8 %	3,5 %	3,9 %
Taux moyen de croissance de la rémunération	4,0 %	3,0 %		

TAUX TENDANCIELS DU COÛT DES SOINS MÉDICAUX

Les taux hypothétiques pour le prochain exercice qui ont été retenus aux fins de l'évaluation du coût prévu des avantages sont les suivants :

	Taux tendanciel hypothétique du coût des soins médicaux pour le prochain exercice	Taux tendanciel final hypothétique du coût des soins médicaux	Exercice au cours duquel le taux tendanciel final hypothétique devrait être atteint
Régimes canadiens	5 %	5 %	
Régime américain	7,5 %	4,5 %	2037

ACTIFS DES RÉGIMES

Les actifs des régimes de retraite sont conservés dans des fiducies principales aux États-Unis et au Canada. L'objectif de placement des fiducies principales consiste à obtenir des rendements raisonnables sur les actifs de la fiducie, sous réserve d'un niveau prudent de risque pour le portefeuille, en vue d'améliorer la sécurité des avantages pour les participants aux régimes. Les cibles de répartition de l'actif sont établies à la lumière de l'objectif de placement et du profil de risque à l'égard des fiducies. Des actions sont détenues en raison de leur rendement élevé prévu. D'autres titres de capitaux propres et à revenu fixe sont détenues aux fins de diversification. Les placements au sein des catégories d'actifs sont diversifiés de manière à obtenir une participation générale au marché et à réduire les effets d'un gestionnaire ou d'un placement donné. La répartition réelle des actifs de placement est régulièrement examinée et périodiquement ramenée à la répartition cible au moment jugé opportun.

La société gère les risques liés aux placements de la caisse de retraite de ses régimes de retraite en établissant une politique à long terme de composition de l'actif pour chacun de ses 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) l'environnement d'exploitation et la situation financière de la société et sa capacité à résister aux fluctuations des cotisations au régime; (v) les perspectives économiques et celles des marchés des capitaux en ce qui concerne le rendement des investissements, la volatilité des rendements et la corrélation qui existe entre les actifs. 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 de rendement estimatif des actifs des régimes

Au 27 février 2017	Prestations de retraite	ACR
Régimes canadiens	6,4 %	
Régime américain	5,5 %	4,8 %

Composition cible des actifs des régimes

	Régimes canadiens	Régimes américains
Titres de participation	55,0 %	30,0 %
Titres à revenu fixe	45,0 %	60,0 %
Autres	0,0 %	10,0 %

Principales catégories d'actifs des régimes

Les actifs des régimes sont investis essentiellement dans des titres facilement négociables, certaines contraintes quant à la qualité du crédit étant imposées aux titres à revenu fixe. Au 27 février 2017, les actifs des régimes de retraite étaient investis à 48,9 % dans des titres de capitaux propres, à 46,7 % dans des titres à revenu fixe et à 4,4 % dans d'autres placements. Les actifs d'ACR étaient investis à 38,8 % dans des titres de capitaux propres, à 47,6 % dans des titres à revenu fixe et à 13,6 % dans d'autres placements.

Au 27 février 2017 Niveau 1¹ Niveau 2² Niveau 3³ Total
(en millions de dollars canadiens)

Prestations de retraite

Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	-	-	4
Titres à revenu fixe	946	-	-	946
Titres de participation	580	412	-	992
Autres	-	-	85	85

ACR

Trésorerie et équivalents de trésorerie	6	-	-	6
Titres à revenu fixe	37	12	-	49
Titres de participation	21	19	-	40
Autres	-	-	8	8

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.

COTISATIONS DE LA SOCIÉTÉ AUX RÉGIMES

Exercice clos le 31 décembre	Prestations de retraite	ACR
(en millions de dollars canadiens)		
Cotisations devant être versées en 2017	25	8

VERSEMENTS DE PRESTATIONS À EFFECTUER PAR LA SOCIÉTÉ

Exercices clos les 31 décembre	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026
(en millions de dollars canadiens)						
Versements de prestations futurs prévus	124	150	151	157	153	820

13. COÛTS D'INDEMNITÉS DE CESSATION D'EMPLOI

On trouve au poste « Exploitation et administration » une charge de 104 M\$ (néant en 2016) pour les coûts d'indemnités de cessation d'emploi versées aux employés découlant d'une réduction d'effectifs à l'échelle de l'entreprise qui a eu lieu en mars 2017 à la suite de la réalisation de l'opération de fusion. La quasi-totalité des montants figurent au poste « Éliminations et divers ».

Sur le total des coûts d'indemnités de cessation d'emploi engagés en 2017, la somme de 4 M\$ a été versée au 31 mars 2017, le solde de 100 M\$ étant inscrit au poste « Comptes créditeurs et autres dettes » au 31 mars 2017.

14. 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.

Ce qui suit indique les opérations entre apparentés et leur effet sur les résultats pendant la période allant de la date d'acquisition du 27 février 2016 au 31 mars 2017 pour Spectra Energy, acquise dans le cadre de l'opération de fusion.

DCP Midstream, coentreprise, traite le gaz de certains clients utilisant les pipelines de la société afin qu'il respecte les spécifications de qualité du gaz pour que celui-ci soit transporté sur le réseau de Texas Eastern Transmission, LP de la société. DCP Midstream traite le gaz et vend les LGN qui en sont extraits.

DCP Midstream conserve une partie du produit de ces ventes et le reste est remis à la société. Par conséquent, la société a reçu 7 M\$ (5 M\$ US) comptabilisés comme produits liés au poste « Transport et autres services » aux états consolidés des résultats de la société.

Spectra Energy fournit certains services, notamment administratifs, à certaines entités en exploitation et a comptabilisé des recouvrements de coûts auprès de ces sociétés affiliées au montant de 19 M\$ (14 M\$ US). Les recouvrements de coûts sont classés comme une réduction des coûts au poste « Exploitation et administration » aux états consolidés des résultats. Les comptes débiteurs de ces sociétés affiliées totalisaient 25 M\$ (19 M\$ US) au 31 mars 2017.

15. ÉVENTUALITÉS

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 pipelinier de Lakehead (« réseau de Lakehead ») d'EEP a été signalé près de Marshall, dans le Michigan.

Au 31 mars 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 (195 M\$ après impôts attribuables à Enbridge), montant qui comprend les coûts jugés probables et pouvant être estimés en toute vraisemblance au 31 mars 2017. En dépit des efforts consentis par EEP pour assurer la vraisemblance de ses estimations, il demeure possible qu'EEP doive engager des coûts supplémentaires en rapport avec le déversement de pétrole brut en raison des variations de coûts qui pourraient survenir dans une catégorie de coûts en particulier ou dans l'ensemble des catégories, ou en raison de la modification ou la révision des exigences des organismes de réglementation.

Déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6A

Le 9 septembre 2010, 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. EEP a procédé au nettoyage, à la remise en état et à la restauration des secteurs touchés par le déversement. Le total des coûts estimatifs en rapport avec le déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6A se situait à environ 53 M\$ US (montant après impôts de 7 M\$ attribuable à Enbridge), avant les règlements des compagnies d'assurance et exclusion faite des amendes et pénalités. Ce montant comprend les mesures d'urgence, la remise en état de l'environnement et les travaux de nettoyage liés au déversement. Au 31 mars 2017, EEP n'a plus d'obligation estimative résiduelle.

Règlements de compagnies d'assurance

EEP est incluse dans le programme d'assurance global qu'Enbridge souscrit pour ses filiales et ses sociétés affiliées. Au 31 décembre 2016, EEP a comptabilisé des recouvrements d'assurance pour un total de 547 M\$ US (80 M\$ après impôts attribuables 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, Enbridge a 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 l'endroit d'Enbridge. Par conséquent, il est peu probable qu'EEP reçoive d'autres recouvrements 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. Deux actions en justice ou demandes d'indemnisation sont 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. Selon l'état actuel de ces cas, la société estime que l'issue de telles actions en justice ne devrait pas prêter à conséquence quant à ses résultats d'exploitation ou à sa situation financière.

Amendes et pénalités visant les canalisations 6A et 6B

Au 31 mars 2017, le total des coûts estimatifs d'EEP liés au déversement de pétrole brut provenant de la canalisation 6B s'élevait à 69 M\$ US en amendes et pénalités. De ce montant, 62 M\$ US concernent les sanctions civiles imposées en vertu du *Clean Water Act* des États-Unis, montant qu'EEP a entièrement comptabilisé mais non payé, en attendant l'approbation de l'ordonnance sur consentement, dont il est question ci-dessous.

Ordonnance sur consentement

Le 20 juillet 2016, une ordonnance sur consentement a été déposée auprès de la cour de district des États-Unis pour le district ouest de la division sud du Michigan (la « cour »). L'ordonnance sur consentement constitue la convention de règlement signée par EEP, l'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») et le département de la Justice des États-Unis concernant les déversements de pétrole brut aux canalisations 6A et 6B. En vertu de l'ordonnance sur consentement, EEP versera 62 M\$ US en sanctions civiles : 61 M\$ US relativement à la canalisation 6B et 1 M\$ US relativement à la canalisation 6A. À la suite du dépôt de l'ordonnance sur consentement, le département de la Justice a reçu les observations du public sur la teneur de l'ordonnance et, avec l'accord d'EEP, a apporté certaines modifications au document pour tenir compte de certaines observations exprimées avant de déposer une ordonnance sur consentement modifiée le 19 janvier 2017. L'ordonnance sur consentement prendra effet sur approbation de la cour.

QUESTIONS FISCALES

Enbridge et ses filiales conservent des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, de l'avis de la société, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et pourraient éventuellement ne pas prévaloir.

AUTRES LITIGES

La société et ses filiales font 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 remises en question 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 actions et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur la situation financière consolidée de la société ni sur ses résultats d'exploitation consolidés.

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

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

Le 28 avril 2017, Enbridge a annoncé l'achèvement de l'examen stratégique d'EEP. Les mesures suivantes, conjointement avec les mesures annoncées en janvier 2017 et dévoilées dans les états financiers consolidés annuels 2016 de la société ont été prises :

Acquisition des actifs de Midcoast

Enbridge, par le truchement de sa filiale en propriété exclusive, a conclu une entente définitive avec EEP prévoyant l'acquisition de la participation intégrale d'EEP dans l'entreprise de collecte et de traitement de gaz de Midcoast (« Midcoast ») pour une contrepartie au comptant de 1,31 G\$ US majorée de l'encours de la dette de Midcoast Energy Partners, L.P. (« MEP ») d'un montant de 0,84 G\$ US. Postérieurement à la clôture de la privatisation de MEP antérieurement annoncée, qui a également été réalisée le 27 avril 2017, ainsi qu'il est commenté ci-après, l'entreprise de Midcoast sera détenue à 100 % par Enbridge.

Conclusion d'une entente définitive de financement conjoint du réseau Pipelinier Bakken

Enbridge a conclu avec EEP une entente de financement conjoint pour le réseau pipelinier Bakken, aux termes de laquelle Enbridge détient 75 % et EEP détient 25 % du réseau pipelinier Bakken. EEP dispose d'une option sur cinq ans lui permettant d'accroître sa participation pour la porter à 20 % de la valeur comptable nette. Dans le cadre de la conclusion définitive de cette entente de financement conjoint, EEP a remboursé le solde impayé de 1,5 G\$ US aux termes d'une entente de crédit avec Enbridge sur laquelle elle avait prélevé des fonds pour financier l'achat initial.

Mesures de restructuration stratégique d'EEP

EEP a racheté toutes ses parts privilégiées de série 1 détenues par Enbridge 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 faveur d'Enbridge. De plus, Enbridge a renoncé irrévocablement à tous les droits liés à ses 66,1 millions de parts de catégorie D et ses 1 000 parts de distribution incitatives, en échange de l'émission de 1 000 parts de catégorie F. La renonciation irrévocable est en vigueur pour les distributions déclarées dont la date de clôture des registres est postérieure au 27 avril 2017. Dans le cadre des mesures de restructuration stratégique, EEP a réduit sa distribution trimestrielle pour la ramener de 0,583 \$ US la part à 0,35 \$ US la part.

PRIVATISATION DE MIDCOAST ENERGY PARTNERS

Le 27 avril 2017, Enbridge a réalisé la fusion précédemment annoncée par le truchement d'une filiale en propriété exclusive, selon laquelle elle a transformé MEP en société à capital fermé en se portant acquéreur de la totalité des parts ordinaires de MEP détenues dans le public, pour une contrepartie totale d'environ 170 M\$ US.

PLACEMENT SECONDAIRE D'ENBRIDGE INCOME FUND HOLDINGS INC. (« ENF »)

Le 18 avril 2017, la société et ENF ont réalisé le 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 Enbridge d'environ 0,6 G\$ (le « placement secondaire »). Pour réaliser le placement secondaire, Enbridge a échangé 21 657 617 parts du fonds qu'elle détenait contre un nombre équivalent d'actions ordinaires d'ENF. Afin de maintenir sa participation de 19,9 % dans ENF, Enbridge a conservé 4 309 867 des actions ordinaires reçues en échange et a vendu le reste dans le cadre du placement secondaire. Enbridge a affecté le produit du placement secondaire au remboursement de sa dette à court terme, en attendant de réinvestir dans son portefeuille croissant de projets garantis. À la clôture du placement secondaire, la participation économique directe de la société dans ENF a été ramenée de 86,9 % à 84,6 %.

POINTS SAILLANTS

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
<i>(non audités, en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>		
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires		
Oléoducs	1 124	1 612
Gazoducs et traitement	339	61
Distribution de gaz	275	239
Énergie verte et transport	50	49
Services énergétiques	156	(6)
Éliminations et divers	(315)	221
Bénéfice avant intérêts et impôts	1 629	2 176
Charge d'intérêts	(486)	(412)
Impôts sur les bénéfices	(198)	(417)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables	(224)	(61)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	638	1 213
Résultat par action ordinaire	0,54	1,38
Résultat dilué par action ordinaire	0,54	1,38
Bénéfice ajusté		
Oléoducs	970	1 084
Gazoducs et traitement	336	87
Distribution de gaz	269	240
Énergie verte et transport	50	48
Services énergétiques	(5)	1
Éliminations et divers	(105)	(86)
Bénéfice ajusté avant intérêts et impôts ¹	1 515	1 374
Charge d'intérêts ²	(465)	(394)
Impôts sur les bénéfices ²	(144)	(176)
Participations ne donnant pas le contrôle et participations ne donnant pas le contrôle rachetables ²	(148)	(68)
Dividendes sur actions privilégiées	(83)	(73)
Bénéfice ajusté ¹	675	663
Bénéfice ajusté par action ordinaire ¹	0,57	0,76
Données sur les flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 677	1 861
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 523)	(1 852)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 593	751
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation³		
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation	1 215	1 114
Flux de trésorerie disponibles liés à l'exploitation par action ordinaire	1,03	1,27
Dividendes		
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	548	460
Dividendes versés par action ordinaire	0,583	0,530
Actions en circulation (en millions)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	1 177	876
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	1 187	882

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Données d'exploitation		
Oléoducs - livraisons moyennes (en milliers de barils par jour)		
Réseau principal au Canada ⁴	2 593	2 543
Réseau de Lakehead ⁵	2 748	2 735
Réseau régional des sables bitumineux ⁶	1 318	1 151
Gazoducs - débit moyen (en millions de pieds cubes par jour)		
Alliance Pipeline Canada	1 629	1 659
Alliance Pipeline US	1 724	1 757
Secteur intermédiaire au Canada ⁷	2 738	-
Gazoducs et traitement - volumes traités (en milliards de pieds cubes par jour)		
Secteur intermédiaire au Canada ⁸	2 036	-
Secteur intermédiaire aux États-Unis ⁹	5 510	1 167
Gazoducs et traitement - production de liquides du gaz naturel (« LGN ») (en milliers de barils par jour)		
Secteur intermédiaire aux États-Unis ⁹	486	138
Distribution de gaz - Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »)		
Volumes (en milliards de pieds cubes)	171	174
Nombre de clients actifs (en milliers) ¹⁰	2 168	2 138
Degrés-jours de chauffage ¹¹		
Chiffres réels	1 686	1 709
Prévisions fondées sur le volume en présence de température normale	1 875	1 831
Distribution de gaz - Union Gas		
Volumes (en milliards de pieds cubes)	149	-
Nombre de clients actifs (en milliers) ¹⁰	1 461	-
Degrés-jours de chauffage ¹¹		
Chiffres réels	601	-
Prévisions fondées sur le volume en présence de température normale	576	-

1 Le BAII ajusté, le bénéfice ajusté et le bénéfice ajusté par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR qui ne correspondent à aucune définition standard prescrite dans les PCGR – Voir Mesures non conformes aux PCGR.

2 Ces soldes sont présentés déduction faite des éléments d'ajustement.

3 Les FTDLE sont définis comme étant les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les variations des actifs et des passifs d'exploitation (y compris les variations des passifs environnementaux), déduction faite des distributions aux participations ne donnant pas le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle rachetables, des dividendes sur les actions privilégiées et des investissements de maintien, ainsi que des ajustements pour les facteurs inhabituels, non récurrents ou hors exploitation. Les FTDLE et les FTDLE par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR qui ne correspondent à aucune définition standard prescrite dans les PCGR.

4 Le débit du réseau principal au Canada représente les 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.

5 Le débit du réseau pipelinier de Lakehead (« réseau de Lakehead ») correspond aux livraisons sur le réseau principal dans le Midwest des États-Unis et dans l'est du Canada.

6 Les volumes se limitent au réseau principal d'Athabasca, au pipeline Waupisoo et au pipeline Woodland, et ne comprennent pas les canalisations latérales du réseau régional des sables bitumineux.

7 Les volumes du secteur intermédiaire au Canada se limitent aux actifs de livraison et de traitement dans l'Ouest canadien.

8 Les volumes des actifs de traitement du secteur intermédiaire au Canada correspondent aux volumes traités dans les usines à gaz Tupper Main et Tupper West (« usines Tupper ») et aux volumes des actifs de livraison et de traitement dans l'Ouest canadien.

9 Les volumes des actifs de traitement et de production de LGN du secteur intermédiaire aux États-Unis représentent les volumes traités et produits par les actifs de Field Services et de Midcoast Energy Partnership ainsi que par l'usine de traitement de Aux Sable.

10 Le nombre de clients actifs correspond au nombre de clients consommant le gaz naturel d'EGD et d'Union Gas à la fin de la période.

11 Les degrés-jours de chauffage sont la mesure de la rigueur du froid qui donne une idée du volume de gaz naturel requis à des fins de chauffage dans les zones de franchise d'EGD et d'Union Gas. Elle correspond à la somme, durant la période visée, des écarts constatés lorsque la température moyenne d'une journée est inférieure à 18 degrés Celsius. Les chiffres indiqués ont été calculés pour la région du Grand Toronto.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES ACTIONNAIRES

Agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts au Canada

Les demandes concernant le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions, un changement d'adresse, un transfert d'actions, les certificats égarés, les dividendes et les envois postaux en double devraient être adressées à :

Société de fiducie CST
C.P. 700
Succursale B
Montréal (Québec) H3B 3K3
Sans frais : (800) 387-0825

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

Enbridge Inc. propose un régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions qui permet aux actionnaires de réinvestir leurs dividendes en espèces

dans des actions ordinaires ou de faire des versements en espèces facultatifs pour l'achat d'actions supplémentaires, sans devoir engager de frais de courtage ou autres dans les deux cas. Le délai pour le paiement en espèces facultatif pour le deuxième trimestre de 2017 en vue de l'achat d'actions supplémentaires est le 25 mai 2017.

Service des relations avec les investisseurs

Les actionnaires sont priés d'adresser toute demande de renseignements au sujet de la performance financière et des résultats d'exploitation de la société au :

Service des relations avec les investisseurs
Enbridge Inc.
425 – 1st Street S.W., bureau 200
Calgary (Alberta) Canada T2P 3L8
Sans frais : (800) 481-2804
Internet : www.enbridge.com

11 mai 2017

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

Téléphone: 403-231-3900

Télécopieur: 403-231-3920

Sans frais: 800-481-2804

enbridge.com