
TransCanada dégage de solides résultats financiers au premier trimestre de 2016 Les transformations positionnent la société pour la croissance à court et à long terme

CALGARY (Alberta) - **Le 29 avril 2016** - TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du premier trimestre de 2016 s'était chiffré à 252 millions de dollars (0,36 \$ par action), comparativement à 387 millions de dollars (0,55 \$ par action) pour la même période en 2015. Le résultat comparable du premier trimestre de 2016 a atteint 494 millions de dollars (0,70 \$ par action), comparativement à 465 millions de dollars (0,66 \$ par action) pour la même période en 2015. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,565 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2016, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,26 \$ par action ordinaire.

« Au cours du premier trimestre de 2016, notre portefeuille diversifié d'actifs de grande qualité à long terme a produit des résultats constants dans un contexte qui reste exigeant, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. En effet, le résultat comparable a augmenté de 6 % et les fonds provenant de l'exploitation de 1,1 milliard de dollars sont demeurés stables comparativement à la même période de l'exercice précédent. »

Le 17 mars 2016, TransCanada a annoncé une convention visant l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (NYSE : CPGX ou Columbia) pour 13 milliards de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de quelque 2,8 milliards de dollars US. Columbia exploite un réseau de gazoducs interétatiques sur une distance d'environ 24 000 kilomètres (km) (15 000 milles) qui s'étend de New York jusqu'au golfe du Mexique, avec une présence importante dans le bassin de production des Appalaches. Ces actifs constituent un complément de notre empreinte existante en Amérique du Nord et permettent de créer, collectivement, un réseau de gazoducs d'environ 91 000 km (57 000 milles) qui relie les bassins d'approvisionnement ayant la plus forte croissance en Amérique du Nord aux principaux marchés partout sur le continent. Le 1^{er} avril 2016, TransCanada a mené à terme une émission de reçus de souscription pour un montant de 4,4 milliards de dollars afin de financer une partie de cette acquisition, ce qui représente le plus important financement par titres de capitaux propres de l'histoire canadienne. La conversion des reçus de souscription en actions ordinaires est conditionnelle à la clôture de l'acquisition de Columbia, laquelle est assujettie à l'approbation des actionnaires de Columbia ainsi qu'à l'approbation de certains organismes de réglementation.

« L'acquisition représente une rare occasion d'investir dans un réseau étendu, en position concurrentielle et en plein essor de gazoducs et d'actifs de stockage réglementés dans les zones de production de gaz de schiste Marcellus et Utica, a ajouté M. Girling. L'ajout de Columbia à nos activités de base résilientes constitue une transformation et crée un portefeuille de projets de croissance à court terme dominant dans l'industrie qui permet de soutenir davantage et qui pourrait accroître la croissance annuelle prévue de notre dividende de 8 % à 10 % jusqu'en 2020. »

Points saillants

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

- Résultats financiers du premier trimestre
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 252 millions de dollars (0,36 \$ par action)
 - Résultat comparable de 494 millions de dollars (0,70 \$ par action)

- Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,5 milliard de dollars
- Fonds provenant de l'exploitation totalisant 1,1 milliard de dollars
- Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,0 milliard de dollars (1,38 \$ par action ordinaire)
- Dividende trimestriel de 0,565 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2016. Les reçus de souscription donnent droit à un paiement équivalent au dividende.
- Annonce d'une convention et d'un plan de fusion pour faire l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. pour 13 milliards de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de quelque 2,8 milliards de dollars US
- Conclusion de la vente de reçus de souscription pour un montant de 4,4 milliards de dollars aux fins du financement d'une partie de l'acquisition de Columbia
- Annonce de l'intention de la société de monétiser les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et une participation minoritaire dans son entreprise de gazoducs au Mexique
- Obtention d'un contrat de 550 millions de dollars US pour construire le pipeline Tula – Villa de Reyes au Mexique
- Résiliation des conventions d'achat d'électricité (« CAE ») de la société en Alberta

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 135 millions de dollars par rapport à la même période en 2015 pour s'établir à 252 millions de dollars (0,36 \$ par action). Le premier trimestre de 2016 comprend une charge nette de 211 millions de dollars après les impôts attribuable à des postes particuliers, dont 176 millions de dollars après les impôts au titre de la valeur comptable nette résiduelle de l'investissement de la société dans les CAE en Alberta à la suite de sa décision de les résilier, 26 millions de dollars au titre des coûts associés à l'acquisition annoncée de Columbia, 6 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi qu'une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore. Les résultats des deux périodes comprennent des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques. Tous ces postes particuliers sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2016 s'est établi à 494 millions de dollars (0,70 \$ par action), comparativement à 465 millions de dollars (0,66 \$ par action) pour la même période en 2015. L'apport plus important de Bruce Power et les résultats financiers nets du siège social ont été neutralisés en partie par le résultat moindre tiré du réseau Keystone, des installations énergétiques de l'Est, des installations énergétiques aux États-Unis et des installations énergétiques de l'Ouest.

Suivent les faits marquants récents au sujet des secteurs du siège social, des gazoducs, des pipelines de liquides et de l'énergie :

Siège social :

- **Acquisition de Columbia Pipeline Group :** Le 17 mars 2016, nous avons conclu une convention et un plan de fusion pour faire l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia »). Columbia possède l'un des plus importants réseaux de pipelines de gaz naturel interétatiques aux États-Unis fournissant des services de transport et de stockage et des services connexes à un éventail de clients dans les régions du nord-est, du Midwest, du centre du littoral de l'Atlantique et de la côte du golfe du Mexique. Ses actifs comprennent Columbia Gas Transmission, qui exploite des pipelines sur une distance d'environ 18 000 km (11 300 milles) et possède une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de 286 milliards de pieds cubes dans les zones de production de gaz de schiste Marcellus et Utica, ainsi que Columbia Gulf Transmission, dont le réseau de pipelines s'étend des Appalaches à la côte du golfe du Mexique sur une distance d'environ 5 400 km (3 300 milles).

Les actionnaires de Columbia recevront 25,50 \$ US par action, ce qui représente une transaction d'une valeur globale d'environ 13 milliards de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de quelque 2,8 milliards de dollars US. Nous prévoyons financer la composante de 10,2 milliards de dollars US en trésorerie de l'acquisition au moyen d'un placement de reçus de souscription, conclu le 1^{er} avril 2016 pour un produit brut d'environ 4,4 milliards de dollars, de la monétisation prévue de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique, ainsi que de nos fonds en caisse. Un consortium de prêteurs s'est engagé à fournir des facilités de crédit-relais d'un montant de 6,9 milliards de dollars US qui seront utilisées en attendant la réalisation du produit de la monétisation d'actifs prévue. Nous prévoyons que l'acquisition, déduction faite du financement et de la monétisation d'actifs prévue, contribuera au bénéfice par action pour le premier exercice complet de propriété. Nous ciblons des coûts, des produits et des avantages de financement annuels de 250 millions de dollars US.

Columbia et la société ont toutes deux déposé un avis Hart-Scott-Rodino auprès de la Federal Trade Commission des États-Unis le 4 avril 2016. Elles ont également soumis un document au comité sur les investissements étrangers des États-Unis (Committee on Foreign Investment in the United States ou « CFIUS ») qui a été accepté le 13 avril 2016. L'assemblée extraordinaire des actionnaires de Columbia portant sur l'approbation de la transaction aura lieu le 22 juin 2016.

Nous prévoyons que la clôture de l'acquisition aura lieu au deuxième semestre de 2016, sous réserve de l'approbation des actionnaires et des organismes de réglementation.

- **Reçus de souscription** : Le 1^{er} avril 2016, nous avons émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit total de quelque 4,4 milliards de dollars. Chaque reçu de souscription confère au porteur le droit de recevoir automatiquement une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia. Tant que les reçus de souscription seront en cours, les porteurs auront le droit de recevoir pour chaque reçu un versement en trésorerie correspondant aux dividendes versés sur une action ordinaire.
- **Émission d'actions privilégiées** : Le 20 avril 2016, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 20 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux minimum rajusté rachetables à dividende cumulatif de série 13 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 500 millions de dollars. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 13 a été établi pour une période de cinq ans au taux de 5,5 % par an. Le taux de dividende sera ajusté tous les cinq ans à un taux égal à la somme du taux en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 4,69 %, pourvu que ce taux ne soit pas inférieur à 5,5 % par année.

Gazoducs :

- **Dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4** : Le 29 janvier 2016, ANR a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de transport maximaux. Le 29 février 2016, la FERC a délivré une ordonnance selon laquelle les tarifs d'ANR ont été acceptés et suspendus et les modifications tarifaires prendront effet le 1^{er} août 2016, sous réserve d'un remboursement et de l'issue d'une audience. De plus, le 23 mars 2016, la FERC a établi un calendrier de procédure pour l'audience et nommé un juge de règlement pour assister les parties dans leur négociations de règlement. L'audience est actuellement prévue au début de février 2017, et des conférences de règlement auront lieu pendant le processus.
- **Réseau de NGTL** : Au premier trimestre de 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 100 millions de dollars, et d'autres installations d'une valeur de 600 millions de dollars sont actuellement en cours de construction. Le réseau de NGTL continue d'aménager pour environ 7,3 milliards de dollars de nouvelles installations liées à l'offre et à la demande, dont des installations d'une valeur

d'environ 2,5 milliards de dollars qui ont reçu les approbations réglementaires, d'autres installations d'une valeur d'environ 1,9 milliard de dollars qui font actuellement l'objet d'un examen réglementaire et des demandes d'approbation visant la construction et l'exploitation d'autres installations d'une valeur de 2,9 milliards de dollars en voie d'être déposées.

- **Réseau principal North Montney** : Le 28 mars 2016, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir une prorogation d'un an du certificat d'utilité publique du projet de canalisation principale North Montney. La prorogation demandée fait en sorte que les approbations réglementaires que nous avons obtenues demeurent valides et n'expirent pas dans l'attente d'une décision d'investissement finale à l'égard du projet proposé de Pacific Northwest LNG.
- **Règlement sur les besoins en produits de NGTL pour 2016-2017** : Le 7 avril 2016, l'ONÉ a approuvé, sous réserve de certaines exigences en matière d'information, la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits de NGTL qui avait été soumise en décembre 2015. Le règlement prévoit un rendement du capital-actions de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, ainsi que certains mécanismes incitatifs.
- **Iroquois Gas Transmission System** : Le 31 mars 2016, nous avons conclu l'acquisition d'une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois Gas Transmission System, L.P. (« Iroquois ») pour 54 millions de dollars US, ce qui porte notre participation dans Iroquois à 49,35 %. Nous prévoyons en outre conclure l'acquisition d'une participation supplémentaire de 0,65 % au deuxième trimestre de 2016 afin de porter notre participation globale à 50 %.
- **Gazoduc Tula – Villa de Reyes** : Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Tula – Villa de Reyes au Mexique. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 886 millions de pieds cubes par jour conclu avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »). Nous nous attendons à investir environ 550 millions de dollars US dans le gazoduc d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 420 km (261 milles) dont la date de mise en service est prévue au début de 2018. À partir de nos gazoducs Tamazunchale et Tuxpan-Tula, le gazoduc s'étendra jusqu'à un terminal situé près de Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí, transportant du gaz naturel vers les centrales électriques.
- **Projet de transport de gaz de Prince Rupert** : Nous poursuivons notre engagement auprès des groupes autochtones et avons maintenant annoncé des ententes de projet avec onze groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline, lesquelles énoncent les avantages financiers et autres auxquels ont droit chacun des groupes des Premières Nations ainsi que les engagements pris à leur égard tant que le projet est en activité.
- **Coastal GasLink** : Les participants à la coentreprise avec LNG Canada prévoient arriver à une décision d'investissement finale concernant le projet de terminal de GNL de Kitimat vers la fin de 2016. Selon l'échéancier actuel, les travaux de construction préliminaires pourraient débuter en janvier 2017.

Pipelines de liquides :

- **Oléoduc Keystone** : Le 2 avril 2016, nous avons mis en arrêt l'oléoduc Keystone après la détection d'une fuite le long de l'emprise de celui-ci dans le comté de Hutchinson au Dakota du Sud. Nous avons déclaré le volume total de la fuite, soit 400 barils, au National Response Center et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration (« PHMSA »). Des réparations temporaires ont été effectuées le 9 avril 2016 et l'oléoduc Keystone a été remis en service le 10 avril 2016. Les réparations permanentes et le reste des travaux de remise en état sont prévus en mai 2016, et des activités d'enquête plus poussées ainsi que la mise en œuvre des mesures correctives imposées par la PHMSA sont prévus en 2016.

- **Oléoduc Énergie Est** : Le 1^{er} mars 2016, la Province de Québec s'est adressée aux tribunaux pour obtenir une injonction visant à obliger l'oléoduc Énergie Est à se conformer à la réglementation de la province en matière d'environnement. Le 22 avril 2016, la société a soumis une évaluation de projet qui comprend une évaluation environnementale en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (Québec). Cette démarche s'ajoute à l'évaluation environnementale requise selon la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012). Le Procureur général du Québec a accepté de suspendre la procédure intentée contre TransCanada et Énergie Est et de la retirer lorsque l'évaluation environnementale provinciale aura été réalisée. La société prévoit que cela ne devrait pas entraîner de retard dans le processus d'examen de l'Office national de l'énergie.

Le 17 mars 2016, la première phase des audiences publiques sur Énergie Est dans le cadre du processus volontaire du BAPE au Québec a pris fin. Le processus volontaire d'audiences du BAPE a pour but d'informer la Province de Québec dans le cadre de sa participation au processus fédéral et de communiquer au public l'information sur le projet. Une deuxième phase, qui consiste en une série de séances de commentaires du public, a été suspendue et remplacée par l'évaluation environnementale.

Énergie :

- **Conventions d'achat d'électricité en Alberta** : Le 7 mars 2016, nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE en Alberta. Ces conventions renferment une disposition qui autorise les acheteurs aux termes des CAE à les résilier si une modification législative rend les conventions non rentables ou encore moins rentables. L'avis de résiliation porte sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. Nous prévoyons que cette résiliation se traduira par une amélioration des flux de trésorerie et du résultat comparable à court terme.

Du fait de la résiliation, nous avons inscrit une charge de dépréciation hors trésorerie de 240 millions de dollars avant les impôts (176 millions de dollars après les impôts) qui correspond à la valeur comptable nette résiduelle de notre investissement dans les CAE.

Téléconférence et webémission :

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 29 avril 2016 pour discuter des résultats financiers du premier trimestre de 2016. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur, Expansion des affaires et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 13 h (HAR) ou 15 h (HAE).

Les membres du milieu des placements et les autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.223.7781 ou le 416.340.2216 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct au www.transcanada.com.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 6 mai 2016; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 1793973.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sous le profil de TransCanada dans SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov/info/edgar.shtml, ainsi que sur le site Web de TransCanada au www.transcanada.com.

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un [chef de file](#) de [l'aménagement responsable](#) et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de gazoducs exploité par

TransCanada s'étend sur plus de 67 000 kilomètres (42 000 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes sur le continent avec une capacité de stockage de 368 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 11 400 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada est en train d'aménager l'un des plus importants réseaux de transport de liquides en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la bourse de Toronto et à la bourse de New York, sous le symbole TRP. Vous pouvez consulter TransCanada.com et [notre blogue](#) pour en apprendre davantage ou [nous rejoindre par l'entremise des médias sociaux](#) et de [3BL Media](#).

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TransCanada et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective, fournie à la date à laquelle elle est présentée dans le présent communiqué, et ne devrait pas utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, voir le rapport trimestriel aux actionnaires daté du 28 avril 2016 et le rapport annuel de 2015 de TransCanada qui sont accessibles dans notre site Web au www.transcanada.com ou classés sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les fonds provenant de l'exploitation, le résultat comparable par action et les flux de trésorerie distribuables comparables par action, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 28 avril 2016.

- 30 -

Renseignements aux médias :

Mark Cooper ou Terry Cunha
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta ou Stuart Kappel
403.920.7911 ou 800.361.6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Premier trimestre de 2016

Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Bénéfice		
Produits	2 547	2 874
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	252	387
par action ordinaire – de base et dilué	0,36 \$	0,55 \$
BAIIA comparable ¹	1 502	1 531
Résultat comparable ¹	494	465
par action ordinaire ¹	0,70 \$	0,66 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 125	1 153
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(80)	(393)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 045	760
Flux de trésorerie distribuables comparables¹		
par action ordinaire ¹	1,38 \$	1,35 \$
Activités d'investissement		
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	836	806
Dépenses d'investissement – projets en cours d'aménagement	67	163
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	170	93
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	995	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	6	—
Dividendes déclarés		
Par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
Moyenne de la période	702	709
Fin de la période	702	709

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Rapport de gestion

28 avril 2016

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre clos le 31 mars 2016, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2016, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2015.

Au sujet de la présente publication

Les termes « **la société** », « **elle** », « **sa** », « **ses** », « **nous** », « **notre** », « **nos** » et « **TransCanada** » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire contenu dans notre rapport annuel de 2015. Tous les renseignements sont en date du 28 avril 2016 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « **prévoir** », « **s'attendre** », « **croire** », « **pouvoir** », « **devoir** », « **estimer** », « **projeter** », « **entrevoir** » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion peuvent inclure des renseignements portant notamment sur :

- les perspectives commerciales, y compris la clôture prévue et le financement de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia »);
- les changements prévus touchant notre entreprise, notamment la cession de certains actifs;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;

- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- le moment et la conclusion de l'acquisition de Columbia, y compris l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation et des actionnaires de Columbia;
- la monétisation prévue de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique;
- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- le moment des opérations de financement et de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- la résiliation des CAE en Alberta;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et les désinvestissements.

Risques et incertitudes

- le délai nécessaire pour conclure l'acquisition de Columbia;
- notre capacité de réaliser les avantages attendus de l'acquisition de Columbia;
- le moment et l'exécution de nos ventes d'actifs prévues;
- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;

- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2015.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de TransCanada dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- flux de trésorerie distribuables;
- flux de trésorerie distribuables par action ordinaire;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire;
- bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres charges comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis, c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour avoir accès au rapprochement des mesures conformes et des mesures non conformes aux PCGR, prière de se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

BAIIA et BAIL

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées et il inclut le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAIL mesure le bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur puisqu'il est l'équivalent de notre bénéfice sectoriel. Il est calculé de la même manière que le BAIIA, mais il exclut l'amortissement.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Voir la rubrique intitulée « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Flux de trésorerie distribuables

Les flux de trésorerie distribuables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation majorés des distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice et diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Voir la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	BAIIA
BAII comparable	bénéfice sectoriel
flux de trésorerie distribuables comparables	flux de trésorerie distribuables
flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	flux de trésorerie distribuables par action ordinaire
bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres charges comparables	intérêts créditeurs et autres charges
charge d'impôts comparable	charge d'impôts

Toute décision d'exclure un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements et des ajustements d'impôts sur le bénéfice et des modifications apportées aux taux en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;

- la dépréciation d'actifs et d'investissements;
- des coûts d'acquisition.

Nous excluons du calcul du résultat comparable les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Résultats consolidés – premier trimestre de 2016

Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Gazoducs	607	585
Pipelines de liquides	218	242
Énergie	(122)	212
Siège social	(60)	(31)
Total du bénéfice sectoriel	643	1 008
Intérêts débiteurs	(420)	(318)
Intérêts créditeurs et autres	201	(14)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	424	676
Charge d'impôts	(70)	(207)
Bénéfice net	354	469
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(80)	(59)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	274	410
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(23)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	252	387
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,36 \$	0,55 \$

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 135 millions de dollars comparativement à la même période en 2015. Les résultats de 2016 comprennent les éléments suivants :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts associés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 6 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, le résultat comparable a augmenté de 29 millions de dollars comparativement à la même période en 2015. Il en est question à la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable » ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	252	387
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Résiliation des CAE en Alberta	176	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	26	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	6	—
Perte sur la vente de TC Offshore	3	—
Activités de gestion des risques ¹	31	78
Résultat comparable	494	465
Bénéfice net par action ordinaire	0,36 \$	0,55 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Résiliation des CAE en Alberta	0,25	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	0,04	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,01	—
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—
Activités de gestion des risques	0,04	0,11
Résultat comparable par action	0,70 \$	0,66 \$

1

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	(13)	(22)
Installations énergétiques aux États-Unis	(115)	(68)
Liquides	(2)	—
Stockage de gaz naturel	5	1
Change	53	(29)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	41	40
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(31)	(78)

Le résultat comparable a augmenté de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres qui découle des gains réalisés en 2016 comparativement aux pertes réalisées en 2015 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi que de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés;

- la progression du résultat de Bruce Power principalement attribuable à la hausse des gains tirés des activités de passation de contrats, à la diminution de la dépréciation et à l'augmentation de notre participation, ces facteurs ayant été contrebalancés par un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs attribuable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL;
- la baisse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à la contraction des marges sur les ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ainsi qu'à l'incidence de la baisse des prix réalisés en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York et du recul des prix de capacité dans la région de New York, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par le résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, qui a été acquise le 1^{er} février 2016;
- le repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la diminution des produits contractuels de Bécancour;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de la baisse des volumes non liés à des contrats pour le réseau d'oléoducs Keystone et de la diminution des volumes sur Marketlink;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre à l'étude par rapport à la même période en 2015 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis, de même que les gains réalisés sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition. Toutefois, cet effet a été annulé en partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant de 13 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 45 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à long terme garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires.

au 31 mars 2016 (non audité – en milliards de dollars)	Coût estimatif des projets	Valeur comptable
Sommaire		
Projets à court terme	13,3	4,3
Projets à moyen et à long terme	45,2	2,2
Total du programme d'investissement	58,5	6,5
Incidence du change sur le programme d'investissement ¹	3,5	0,7

¹ Reflète le taux de change de 1,30 \$ US au 31 mars 2016.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

au 31 mars 2016 (non audité – en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2016	0,6 US	0,5 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,9 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,3 US
Réseau principal au Canada	Gazoducs	2016-2017	0,7	0,1
Réseau de NGTL – Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2018	2,7	0,5
– North Montney	Gazoducs	2017	1,7	0,3
– Installations de 2018	Gazoducs	2018	0,6	—
– Autres	Gazoducs	2016-2017	0,4	—
Grand Rapids ¹	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,6
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,6
Tuxpan-Tula	Gazoducs	2017	0,5 US	0,1 US
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,4
Tula – Villa de Reyes	Gazoducs	2018	0,6 US	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	2016-2020	1,2	—
Total des projets à court terme			13,3	4,3

¹ Notre quote-part.

au 31 mars 2016 (non audité – en milliards de dollars)	Secteur	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	0,9	0,1
Upland	Pipelines de liquides	0,6 US	—
Grand Rapids Phase 2 ¹	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	8,0 US	0,4 US
Terminal Hardisty de Keystone ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets Énergie Est			
Énergie Est ³	Pipelines de liquides	15,7	0,8
Réseau principal de l'Est	Gazoducs	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs	4,8	0,3
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	5,0	0,4
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs	1,9	—
Total des projets à moyen et à long terme		45,2	2,2

¹ Notre quote-part.

² La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée au quatrième trimestre de 2015.

³ À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

Perspectives

Dans l'ensemble, nos perspectives quant aux résultats de 2016 demeurent les mêmes que celles énoncées dans le rapport annuel de 2015. Les modifications des perspectives concernant les différents secteurs d'activité, le cas échéant, sont abordées dans les sections du rapport de gestion portant sur chaque secteur. Ces perspectives ne tiennent pas compte de l'acquisition de Columbia ainsi que du financement et des ventes d'actifs connexes. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

Gazoducs

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
BAIIA comparable	898	864
Amortissement	(287)	(279)
BAIL comparable	611	585
Poste particulier :		
Perte sur la vente de TC Offshore	(4)	—
Bénéfice sectoriel	607	585

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a progressé de 22 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015 et il tient compte d'une perte supplémentaire de 4 millions de dollars avant les impôts liée à la vente de TC Offshore. Ce montant a été exclu du calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Gazoducs au Canada		
Réseau principal au Canada	240	263
Réseau de NGTL	234	219
Foothills	26	26
Autres gazoducs au Canada ¹	7	6
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	507	514
Amortissement	(216)	(209)
BAII comparable des gazoducs au Canada	291	305
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)		
ANR	88	86
TC PipeLines, LP ^{1,2}	31	26
Great Lakes ³	25	20
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , GTN ^{2,4} , PNGTS ^{2,5})	14	41
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	41	47
Échelle internationale et autres ^{1,6}	2	2
Participations sans contrôle ⁷	95	74
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	296	296
Amortissement	(53)	(57)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	243	239
Incidence du change	84	59
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	327	298
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(7)	(18)
BAII comparable du secteur des gazoducs	611	585

¹ Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois et de TransGas tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Le 31 mars 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois.

² Le 1^{er} avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu une participation de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au		
	31 mars 2016	31 décembre 2015	1 ^{er} avril 2015
TC PipeLines, LP	27,9	28,0	28,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :			
GTN	27,9	28,0	28,3
Great Lakes	13,0	13,0	13,1
PNGTS	13,9	—	—

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

³ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁴ Depuis le 1^{er} avril 2015, nous n'avons aucune participation directe dans GTN. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013.

⁵ Ces données représentent notre participation de 61,7 % en 2015. Le 1^{er} janvier 2016, notre participation directe dans PNGTS a été ramenée à 11,8 % par suite de la transaction que nous avons conclue avec TC PipeLines, LP.

⁶ Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale.

⁷ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de PNGTS dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

GAZODUCS AU CANADA

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon notre RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus ou pertes au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouvrés presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Réseau principal au Canada	50	47
Réseau de NGTL	73	64
Foothills	4	4

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 3 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de la hausse des revenus incitatifs, contrebalancée en partie par une base d'investissement moyenne moins élevée en 2016. Aucuns revenus incitatifs n'ont été enregistrés au premier trimestre de 2015, l'autorisation par l'ONÉ des droits conformes à sa décision de 2014 pour 2015 à 2020 n'ayant pas été obtenue avant juin 2015. La décision de 2014 de l'ONÉ prévoyait un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 9 millions de dollars comparativement à la même période en 2015, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée.

GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS ET À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale pour le trimestre clos le 31 mars 2016 est demeuré stable par rapport à la même période en 2015, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- la hausse des produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, contrebalancée par un règlement non récurrent conclu au premier trimestre de 2015;
- l'apport inférieur des pipelines au Mexique;
- la hausse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes.

En outre, le raffermissement du dollar américain au premier trimestre de 2016 a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires ont baissé de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison surtout de la diminution des activités d'expansion des affaires.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

trimestres clos les 31 mars (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	4 384	5 018	7 257	6 419	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³) :						
Total	481	529	1 063	1 058	449	509
Moyenne quotidienne	5,3	5,9	11,7	11,8	4,9	5,7

¹ Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 274 Gpi³ (302 Gpi³ en 2015). La moyenne quotidienne était de 3,0 Gpi³ (3,4 Gpi³ en 2015).

² Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 1 074 Gpi³ (1 009 Gpi³ en 2015). La moyenne quotidienne était de 11,8 Gpi³ (11,2 Gpi³ en 2015).

³ Selon les tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les variations de la base d'investissement moyenne n'influent pas sur les résultats.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
BAIIA comparable	300	305
Amortissement	(70)	(63)
BAIL comparable	230	242
Postes particuliers :		
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(10)	—
Activités de gestion des risques	(2)	—
Bénéfice sectoriel	218	242

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a reculé de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015 et il tient compte d'une charge de 10 millions de dollars avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet de Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi que des pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Réseau d'oléoducs Keystone	307	311
Expansion des affaires et autres charges dans le secteur des pipelines de liquides	(7)	(6)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	300	305
Amortissement	(70)	(63)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	230	242
BAII comparable libellé comme suit :		
Dollars CA	55	60
Dollars US	130	147
Incidence du change	45	35
	230	242

Le BAIIA comparable dans le cas de notre réseau d'oléoducs Keystone provient principalement de la capacité offerte aux expéditeurs en échange de paiements mensuels fixes n'ayant aucun lien avec les volumes de débit. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un bénéfice supplémentaire.

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a diminué de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 par rapport à la même période en 2015. Cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- la baisse des volumes sur Marketlink;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

EXPANSION DES AFFAIRES ET AUTRES CHARGES

Les charges d'expansion des affaires et autres ont augmenté de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

À la suite de notre charge de dépréciation liée à Keystone XL en 2015, les dépenses futures liées au projet en ce qui a trait au maintien et à la liquidation des actifs du projet, lesquelles devraient s'élever à environ 65 millions de dollars avant les impôts (42 millions de dollars après les impôts) en 2016, sont comptabilisées en charges en attendant l'avancement du projet. Ces coûts seront exclus du résultat comparable.

Énergie

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
BAIIA comparable	329	386
Amortissement	(88)	(85)
BAII comparable	241	301
Postes particuliers :		
Résiliation des CAE en Alberta	(240)	—
Activités de gestion des risques	(123)	(89)
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(122)	212

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a fléchi de 334 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, et il comprenait les postes particuliers suivants qui ont été exclus du BAII comparable :

- une charge de 240 millions de dollars avant les impôts, compte tenu d'une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	(13)	(22)
Installations énergétiques aux États-Unis	(115)	(68)
Stockage de gaz naturel	5	1
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(123)	(89)

Les écarts observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz et l'énergie et le volume de nos positions pour ces dérivés pour une certaine période. Cependant, ils ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de vendre nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie, ce qui a donné lieu à une perte nette de 42 millions de dollars avant les impôts pour le trimestre clos le 31 mars 2016. Cette perte a contribué à l'augmentation des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis.

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est équivalent au BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA comparable, sont examinés ci-dessous.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	4	15
Installations énergétiques de l'Est	103	130
Bruce Power	114	79
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	221	224
Amortissement	(46)	(48)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	175	176
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)		
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	76	132
Amortissement	(30)	(27)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	46	105
Incidence du change	17	24
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	63	129
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	9	3
Amortissement	(3)	(3)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	6	—
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(3)	(4)
BAII comparable du secteur de l'énergie^{1,2}	241	301

¹ Ces données comprenaient les CAE de Sundance A et de Sheerness ainsi que de Sundance B par l'intermédiaire de notre participation dans ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

² Ces données comprenaient la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016, de Portlands Energy et de Bruce Power.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a chuté de 57 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, un effet net des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis surtout attribuable à la contraction des marges sur les ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ainsi qu'à l'incidence de la baisse des prix réalisés en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York et du recul des prix de capacité dans la région de New York, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par le résultat supplémentaire dégagé par la centrale Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, qui a été acquise le 1^{er} février 2016;
- la progression du résultat de Bruce Power principalement attribuable à la hausse des gains tirés des activités de passation de contrats, à la diminution de la charge d'amortissement et à l'augmentation de notre participation, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- le repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la diminution des produits contractuels de Bécancour;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest du fait de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes des CAE à la suite de la résiliation des CAE;
- le bénéfice accru tiré du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Produits¹		
Installations énergétiques de l'Ouest	75	108
Installations énergétiques de l'Est	95	125
Autres ²	29	45
	199	278
Bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	—	5
Achats de produits de base revendus	(59)	(90)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(46)	(70)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	13	22
BAIIA comparable⁴	107	145
Amortissement	(46)	(48)
BAII comparable⁴	61	97
Ventilation du BAIIA comparable		
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	4	15
Installations énergétiques de l'Est	103	130
BAIIA comparable⁴	107	145

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité.

³ Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui était titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part du bénéfice comparable ne tient pas compte du montant de 29 millions de dollars lié à la résiliation de la CAE de Sundance B détenue par ASTC Power Partnership et ne comprend pas le résultat lié à nos activités de gestion des risques.

⁴ Ces données tiennent compte des CAE de Sundance A, Sundance B et Sheerness jusqu'au 7 mars 2016.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

Ces données comprennent notre quote-part des volumes découlant de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

(non audité)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Volumes des ventes (en GWh)		
Offre		
Électricité produite		
Installations énergétiques de l'Ouest	690	637
Installations énergétiques de l'Est	757	1 323
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ¹	1 823	2 388
Autres achats	8	8
	3 278	4 356
Ventes		
Électricité vendue à contrat		
Installations énergétiques de l'Ouest	1 420	1 645
Installations énergétiques de l'Est	757	1 323
Électricité vendue au comptant		
Installations énergétiques de l'Ouest	1 101	1 388
	3 278	4 356
Capacité disponible des centrales²		
Installations énergétiques de l'Ouest ³	99 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est ^{4,5}	86 %	98 %

¹ Ces données tiennent compte des volumes attribuables aux CAE de Sundance A et de Sheerness et de notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

² Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

³ Ces données excluent les installations qui nous fournissaient de l'électricité aux termes de CAE.

⁴ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

⁵ Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, la capacité disponible a été inférieure par rapport à la même période en 2015 en raison d'un arrêt d'exploitation imprévu à la centrale Halton Hills.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de la diminution des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes des CAE à la suite de la résiliation des CAE.

Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation des CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness. Le bénéfice comparable tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprenait le résultat d'ASTC Power Partnership qui détenait notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B. Voir la rubrique « Faits récents » pour de plus amples informations sur la résiliation des CAE.

La diminution de 5 millions de dollars de la quote-part du bénéfice comparable pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015 s'explique principalement par l'incidence de la baisse des prix au comptant en Alberta sur le résultat dégagé par ASTC Power Partnership. La quote-part du bénéfice comparable ne comprend pas l'incidence des activités de passation de contrats connexes.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 38 % pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, passant de 29 \$ le MWh à 18 \$ le MWh. Le marché de l'électricité en Alberta est demeuré bien approvisionné. De plus, nous avons observé un nombre moindre d'heures à prix élevé au premier trimestre de 2016. Les températures plus chaudes qu'à la normale ont mené à de faibles prix de l'électricité et du gaz naturel. Les prix réalisés pour l'électricité vendue peuvent être supérieurs ou inférieurs aux prix de l'électricité sur le marché au comptant à un moment précis en raison des activités de passation de contrats.

Au premier trimestre de 2016, 56 % des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont eu lieu aux termes de contrats, comparativement à 54 % au premier trimestre de 2015.

L'amortissement a diminué de 2 millions de dollars après la résiliation des CAE.

Nous nous attendons toujours à ce que le résultat attribuable aux installations énergétiques de l'Ouest pour 2016 se situe au même niveau que celui de 2015. Même si les prix de l'électricité en Alberta devraient rester bas en 2016, les actifs de cogénération alimentés au gaz naturel devraient générer un bon rendement dans le contexte de faiblesse des prix du gaz, et la décision d'exercer notre droit de résiliation des CAE en mars 2016 devrait se traduire par des économies au lieu d'une hausse des coûts liés aux émissions de gaz carbonique.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a reculé de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison surtout de la baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la diminution des produits contractuels de Bécancour.

BRUCE POWER

Les résultats rendent compte de notre participation proportionnelle. Bruce A et Bruce B ont été regroupées en décembre 2015, et les informations comparatives de 2015 sont présentées sur une base combinée afin de refléter l'entité issue du regroupement.

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹	114	79
Comprend ce qui suit :		
Produits	411	331
Charges d'exploitation	(221)	(172)
Amortissement et autres	(76)	(80)
	114	79
Bruce Power – Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales ²	88 %	93 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	76	39
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	8	9
Volumes des ventes (en GWh) ¹	5 834	4 984
Prix de vente réalisé par MWh ^{3,4}	65 \$	64 \$

¹ Ces données représentent notre participation de 48,5 % dans Bruce Power après le regroupement du 4 décembre 2015 ainsi que notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B jusqu'au 3 décembre 2015. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

² Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

³ Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les produits reçus conformément aux règlements de contrat et les coûts transférables.

⁴ Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes de cobalt.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015. Cette progression résulte principalement de la hausse des gains tirés des activités de passation de contrats, de la charge d'amortissement moins élevée découlant de la prolongation de la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power et de notre participation accrue, ces facteurs ayant été contrebalancés en partie par un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus.

En décembre 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la SIERE en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power jusqu'en 2064. Conformément à cette entente, Bruce Power a commencé à recevoir un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh, qui comprend certains coûts transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location, pour l'ensemble de ses réacteurs en janvier 2016. Au fil du temps, le prix pourra être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de remplacement de composantes principales. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme.

Bruce Power – prix contractuel¹	par MWh
Du 1 ^{er} janvier 2016 au 31 mars 2016	65,73 \$
Du 1 ^{er} avril 2016 au 31 mars 2017	66,38 \$

¹ Compte tenu du recouvrement des coûts du combustible et des frais de location au moyen des coûts transférables estimés à 8,00 \$ par MWh.

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 1 à 4 de Bruce était vendue à un prix fixe par MWh qui était ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat.

Réacteurs 1 à 4 de Bruce – prix contractuel¹	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015	78,42 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	76,70 \$

¹ Compte tenu du recouvrement des coûts du combustible au moyen des coûts transférables estimés à 5,00 \$ par MWh.

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce était assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Réacteurs 5 à 8 de Bruce – prix plancher	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015	54,13 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$

Bruce Power conclut également des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels la centrale reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant.

Le contrat conclu avec la SIERE prévoit un paiement si la SIERE met un frein à la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

En janvier 2016, une période d'arrêt prévue a commencé en raison de travaux à effectuer sur le réacteur 8. Les travaux ont été achevés le 25 avril 2016. En avril 2016, un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 2 a débuté et il se poursuivra en parallèle avec l'arrêt d'exploitation de l'enceinte de confinement qui devrait avoir lieu plus tard au deuxième trimestre de 2016. L'arrêt d'exploitation de l'enceinte de confinement permet l'inspection et l'entretien des principaux éléments des systèmes de sécurité du site, dont les structures de confinement. L'inspection doit avoir lieu environ une fois tous les dix ans. Dans le cadre de ces travaux, les réacteurs 1 à 4 de Bruce devraient être mis hors service pendant environ un mois. D'autres travaux d'entretien prévus des installations doivent avoir lieu au quatrième trimestre de 2016. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2016 devrait se situer près de 80 %.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Produits		
Installations énergétiques ¹	331	605
Capacité	62	67
	393	672
Achats de produits de base revendus	(305)	(476)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(99)	(118)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	87	54
BAIIA comparable	76	132
Amortissement	(30)	(27)
BAII comparable	46	105

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent le coût du combustible utilisé pour la production.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

(non audité)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Volumes des ventes physiques (en GWh)		
Offre		
Électricité produite ¹	2 280	914
Achats	4 748	4 425
	7 028	5 339
Capacité disponible des centrales^{2,3}	71 %	61 %

¹ L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Ironwood.

² Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

³ La capacité disponible des centrales a été moins élevée pour le trimestre clos le 31 mars 2015 que pour la même période en 2016 en raison d'un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood de septembre 2014 jusqu'à mai 2015.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

(non audité)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollar US par MWh)		
Nouvelle-Angleterre ¹	30	85
New York ²	28	72
PJM ³	21	s. o.
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant de New York ² (en dollars US par kilowatt par mois)	5,83	8,34

¹ Prix au carrefour du Massachusetts, toutes les heures, de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre.

² Ces données représentent le marché du secteur J de New York, où sont situées les installations de Ravenswood.

³ Ces données représentent la zone de prix METED en Pennsylvanie, où sont situées les installations d'Ironwood. Les prix moyens pour 2016 sont pour la période comprise entre le 1^{er} février et le 31 mars 2016.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a fléchi de 56 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2016 par rapport à la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la contraction des marges sur les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre;
- la baisse des prix réalisés pour l'électricité par nos installations dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancée par les coûts moins élevés du combustible et les volumes de production accrus;
- le recul des produits tirés de la capacité à Ravenswood en raison de la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de la capacité disponible moindre de cette installation, partiellement contrebalancé par les indemnités d'assurance à recouvrer, déduction faite des franchises;
- le résultat supérieur attribuable à l'acquisition de la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont affiché une baisse importante pour le trimestre clos le 31 mars 2016 par rapport à la même période en 2015, qui s'explique principalement par les températures inhabituellement chaudes enregistrées en 2016. En Nouvelle-Angleterre et dans la ville de New York, les prix au comptant de l'électricité pour le trimestre clos le 31 mars 2016 ont chuté de 65 % et de 61 %, respectivement, comparativement à la même période en 2015. Les deux marchés ont également connu une baisse des prix du gaz naturel en 2016 comparativement à 2015.

La contraction des marges sur les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre a entraîné une diminution notable du résultat pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015. Nous avons accru notre portefeuille de clients sur le marché de PJM, mais la baisse importante des prix réalisés pour l'électricité et les températures clémentes ont donné lieu à des marges inférieures sur nos activités dans le secteur de gros.

Les prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 30 % pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015. La diminution des prix au comptant et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une réduction des prix de capacité réalisés dans la région de New York, principalement en raison de l'augmentation de l'approvisionnement opérationnel disponible sur le marché de la zone J de New York. L'incidence du repli des prix de capacité a été compensée en partie par les produits tirés de la capacité provenant de la centrale électrique Ironwood que nous avons acquise en février 2016.

Les produits tirés de la capacité ont également subi l'incidence négative de l'arrêt d'un réacteur de Ravenswood entre septembre 2014 et mai 2015. Le réseau de NYISO recourt à une moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pour calculer le volume de capacité qui permet aux producteurs de recevoir une compensation. Selon cette méthode, les arrêts d'exploitation ont une incidence différée sur les volumes de capacité et les produits connexes. Par conséquent, les produits tirés de la capacité pour le trimestre clos le 31 mars 2016 rendent compte d'une incidence négative comparativement à la même période en 2015. L'arrêt d'exploitation continue d'être pris en compte dans la moyenne mobile des taux d'arrêts forcés. Les indemnités d'assurance liées à cet arrêt ont été obtenues et comptabilisées au titre des produits tirés de la capacité afin de compenser les sommes perdues au cours du trimestre clos le 31 mars 2016. En raison de ces indemnités d'assurance, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 ne devrait pas avoir une incidence importante sur notre résultat bien que la constatation du résultat ne coïncide pas avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de l'encaissement du produit d'assurance.

Les volumes physiques d'électricité produite ont augmenté pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de l'acquisition de la centrale d'Ironwood et de la production accrue de notre centrale de Ravenswood et de nos installations hydroélectriques. Les volumes physiques achetés d'électricité qui ont été vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été plus élevés au cours du trimestre clos le 31 mars 2016 qu'à la même période en 2015 puisque nous avons élargi notre clientèle sur le marché de PJM.

Au 31 mars 2016, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats visant quelque 6 100 GWh d'électricité, ou 70 % de leur production prévue, pour le reste de 2016 et environ 3 900 GWh, ou 39 % de leur production prévue, pour 2017. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

Les résultats des installations énergétiques aux États-Unis pour 2016 seront tributaires du moment de la monétisation précédemment annoncée des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. Néanmoins, le résultat d'exploitation de l'exercice 2016 devrait être moins élevé que celui qui est indiqué à la rubrique « Perspectives » de notre rapport annuel 2015 en raison du niveau inférieur des prix des produits de base enregistré au premier trimestre de 2016 et prévu pour le reste de l'exercice.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable du secteur a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison surtout de la hausse des produits tirés du stockage découlant de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés.

Pour l'exercice 2016, les résultats devraient afficher une progression par rapport à ceux de 2015 du fait de l'absence de conditions hivernales, de l'offre excédentaire de gaz naturel et de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel qui en découlent, lesquels ont créé la possibilité de couvrir la capacité de stockage disponible selon des valeurs plus élevées que celles prévues initialement à la rubrique « Perspectives » de notre rapport annuel 2015.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés au titre du secteur Siège social sont désormais présentés au titre des secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
BAIIA comparable	(25)	(24)
Amortissement	(9)	(7)
BAII comparable	(34)	(31)
Poste particulier :		
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	(26)	—
Perte sectorielle	(60)	(31)

La perte sectorielle du siège social s'est accrue de 29 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, en raison d'une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts associés à l'acquisition de Columbia. Ce montant a été exclu du calcul du BAII comparable.

Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)		
Libellés en dollars CA	(111)	(109)
Libellés en dollars US (en dollars US)	(246)	(218)
Incidence du change	(85)	(48)
	(442)	(375)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(19)	(13)
Intérêts capitalisés	41	70
Intérêts débiteurs comparables	(420)	(318)
Postes particuliers ¹	—	—
Intérêts débiteurs	(420)	(318)

¹ Aucun poste particulier n'est compris dans ces périodes.

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 102 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts débiteurs découlant des émissions de titres d'emprunt à long terme en 2015 et au premier trimestre de 2016, partiellement annulée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- le raffermissement du dollar américain et l'incidence du change connexe sur les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

- la diminution des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de l'octroi du permis présidentiel des États-Unis le 6 novembre 2015, partiellement contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés relativement aux projets de GNL et à la centrale électrique de Napanee.

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Intérêts créditeurs et autres comparables		
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	101	58
Autres	47	(43)
	148	15
Poste particulier (avant les impôts) :		
Activités de gestion des risques	53	(29)
Intérêts créditeurs et autres	201	(14)

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont augmenté de 133 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les gains réalisés en 2016 comparativement aux pertes réalisées en 2015 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, notamment les pipelines au Mexique, l'expansion de NGTL et Énergie Est.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Charge d'impôts comparable	(180)	(247)
Postes particuliers :		
Résiliation des CAE en Alberta	64	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	4	—
Perte sur la vente de TC Offshore	1	—
Activités de gestion des risques	41	40
Charge d'impôts	(70)	(207)

La charge d'impôts comparable a diminué de 67 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015. Cette réduction est attribuable principalement à la diminution du résultat avant les impôts en 2016 par rapport à 2015, aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et à la baisse des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(80)	(59)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 21 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison de la vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation directe de 30 % dans GTN en avril 2015 et de notre participation directe de 49,9 % dans PNGTS en janvier 2016, ainsi que de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur le résultat équivalent de TC Pipelines, LP en dollars canadiens.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(23)

Faits récents

ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.

Acquisition

Le 17 mars 2016, nous avons conclu une convention et un plan de fusion pour faire l'acquisition de Columbia. Columbia possède l'un des plus importants réseaux de pipelines de gaz naturel interétatiques aux États-Unis fournissant des services de transport et de stockage et des services connexes à un éventail de clients dans les régions du nord-est, du Midwest, du centre du littoral de l'Atlantique et de la côte du golfe du Mexique. Ses actifs comprennent Columbia Gas Transmission, qui exploite des pipelines sur une distance d'environ 18 000 km (11 300 milles) et possède une capacité d'exploitation totale de 620 Gpi³ et une capacité de stockage aménagée de gaz naturel d'environ 286 Gpi³ dans les zones de production de gaz de schiste Marcellus et Utica, ainsi que Columbia Gulf Transmission, dont le réseau de pipelines s'étend des Appalaches à la côte du golfe du Mexique sur une distance d'environ 5 400 km (3 300 milles).

Les actionnaires de Columbia recevront 25,50 \$ US par action, ce qui représente une transaction d'une valeur globale d'environ 13 milliards de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de quelque 2,8 milliards de dollars US. Nous prévoyons financer la composante de 10,2 milliards de dollars US en trésorerie de l'acquisition au moyen d'un placement de reçus de souscription, conclu le 1^{er} avril 2016 pour un produit brut d'environ 4,4 milliards de dollars, de la monétisation prévue de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique, ainsi que de nos fonds en caisse. Un consortium de prêteurs s'est engagé à fournir des facilités de crédit-relais d'un montant de 6,9 milliards de dollars US qui seront utilisées en attendant la réalisation du produit de la monétisation d'actifs prévue. Nous prévoyons que l'acquisition, déduction faite du financement et de la monétisation d'actifs prévue, contribuera au bénéfice par action pour le premier exercice complet de propriété. Nous cibons des coûts, des produits et des avantages de financement annuels de 250 millions de dollars US. Voir la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements sur les reçus de souscription qui seront automatiquement échangés contre des actions ordinaires à la clôture de l'acquisition.

Columbia et la société ont toutes deux déposé un avis Hart-Scott-Rodino auprès de la Federal Trade Commission des États-Unis le 4 avril 2016. Elles ont également soumis un document au comité sur les investissements étrangers des États-Unis (Committee on Foreign Investment in the United States) qui a été accepté le 13 avril 2016. L'assemblée extraordinaire des actionnaires de Columbia portant sur l'approbation de la transaction aura lieu le 22 juin 2016.

Deux recours collectifs visant à interdire l'acquisition de Columbia ont été déposés devant la Court of Chancery du Delaware par deux présumés actionnaires de Columbia, pour leur propre compte et pour le compte de tous les autres actionnaires de Columbia. Le premier recours, déposé le 30 mars 2016, est intenté contre Columbia, les entités de Transcanada qui sont parties à la convention de fusion avec Columbia et tous les membres du conseil d'administration de Columbia. Le deuxième recours, déposé le 7 avril 2016, vise chacun des membres du conseil d'administration de Columbia. La société n'est pas nommée comme partie défenderesse. La société est d'avis que les allégations contenues dans ces deux recours sont sans fondement.

Nous prévoyons que la clôture de l'acquisition aura lieu au deuxième semestre de 2016, sous réserve de l'approbation des actionnaires et des organismes de réglementation.

Monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique

Nous prévoyons financer une partie de l'acquisition de Columbia au moyen de la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et d'une participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique.

GAZODUCS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

Au premier trimestre de 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 100 millions de dollars, et d'autres installations d'une valeur de 600 millions de dollars sont actuellement en cours de construction. Le réseau de NGTL continue d'aménager pour environ 7,3 milliards de dollars de nouvelles installations liées à l'offre et à la demande. Nous détenons pour environ 2,5 milliards de dollars d'installations ayant reçu les approbations réglementaires et d'autres installations d'une valeur d'environ 1,9 milliard de dollars qui font actuellement l'objet d'un examen réglementaire. Il reste à déposer les demandes d'approbation visant la construction et l'exploitation d'autres installations d'une valeur de 2,9 milliards de dollars.

Notre programme d'investissement décrit précédemment comprend le programme d'expansion de 2018 annoncé récemment portant sur l'injection de 600 millions de dollars supplémentaires au titre d'installations requises pour le réseau de NGTL. Le programme d'expansion de 2018 englobe de multiples projets de pipelines de 20 à 48 pouces de diamètre sur une distance totale d'environ 88 kilomètres (55 milles), un nouveau poste de compression, environ 35 postes de comptage nouveaux et agrandis et d'autres installations connexes. Les demandes d'approbation visant la construction et l'exploitation des diverses composantes du programme d'expansion de 2018 seront déposées auprès de l'ONÉ à la fin de 2016 et au début de 2017. La construction devrait débuter en 2017, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, et toutes les installations devraient être mises en service en 2018.

Réseau principal North Montney

Le 28 mars 2016, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir une prorogation d'un an de la disposition de temporisation du 10 juin 2016 relativement au certificat d'utilité publique du projet de canalisation principale North Montney. L'une des conditions préalables à la construction selon le certificat d'utilité publique est que Petronas rende une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet proposé de Pacific Northwest LNG. Petronas attend la conclusion du processus d'évaluation environnementale du gouvernement fédéral à l'égard du projet de GNL avant de prendre une décision d'investissement finale. Le 18 mars 2016, le gouvernement fédéral a prolongé de trois mois l'échéancier prévu par la loi pour ce processus, et il recueille des informations supplémentaires à l'égard du projet. La prorogation demandée de la disposition de temporisation du certificat d'utilité publique du projet de canalisation principale North Montney fait en sorte que les approbations réglementaires que nous avons obtenues demeurent valides et n'expirent pas dans l'attente d'une décision d'investissement finale.

Règlement sur les besoins en produits de NGTL pour 2016-2017

Le 7 avril 2016, l'ONÉ a approuvé, sous réserve de certaines exigences en matière d'information, la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits de NGTL qui avait été soumise en décembre 2015. Le règlement prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, le maintien des taux d'amortissement de 2015, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

Gazoducs aux États-Unis

Iroquois Gas Transmission System

Le 31 mars 2016, nous avons conclu l'acquisition auprès d'un de nos partenaires, d'une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois Gas Transmission System, L.P. (« Iroquois ») pour 54 millions de dollars US. Cette acquisition a porté notre participation dans Iroquois à 49,35 %. Nous prévoyons en outre conclure l'acquisition d'une participation supplémentaire de 0,65 % auprès d'un autre partenaire au deuxième trimestre de 2016 afin de porter notre participation globale à 50 %.

Dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4

Le 29 janvier 2016, ANR a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de transport maximaux. Le 29 février 2016, la FERC a délivré une ordonnance selon laquelle les tarifs d'ANR ont été acceptés et suspendus et les modifications tarifaires prendront effet le 1^{er} août 2016, sous réserve d'un remboursement et de l'issue d'une audience. De plus, le 23 mars 2016, la FERC a établi un calendrier de procédure pour l'audience et nommé un juge de règlement pour assister les parties dans leurs négociations de règlement. L'audience est actuellement prévue au début de février 2017, et des conférences de règlement auront lieu pendant le processus.

TC Offshore

Le 31 mars 2016, nous avons conclu la vente de TC Offshore LLC à un tiers. La vente comprend un gazoduc de collecte et de transport d'une longueur de 535 milles (860 km), sept plateformes extracôtières et d'autres installations.

Mexique

Gazoduc Tula – Villa de Reyes

Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Tula – Villa de Reyes au Mexique. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 886 millions de pieds cubes par jour conclu avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 550 millions de dollars US dans le gazoduc d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 420 km (261 milles) dont la date de mise en service est prévue au début de 2018. Le gazoduc débutera à Tula, dans l'état de Hidalgo, et aboutira à Villa de Reyes, dans l'état de San Luis Potosí, transportant du gaz naturel vers les centrales électriques de la région centrale du pays. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tuxpan-Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région.

Projets de gazoducs de GNL

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Nous poursuivons notre engagement auprès des groupes autochtones et avons maintenant annoncé des ententes de projet avec onze groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline, lesquelles énoncent les avantages financiers et autres auxquels ont droit chacun des groupes des Premières Nations ainsi que les engagements pris à leur égard tant que le projet est en activité.

Coastal Gaslink

Les participants à la coentreprise avec LNG Canada prévoient arriver à une décision d'investissement finale concernant le projet de terminal de GNL de Kitimat vers la fin de 2016. Selon l'échéancier actuel, les travaux de construction préliminaires pourraient débuter en janvier 2017.

Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès de l'ensemble des groupes de Premières Nations et des parties prenantes le long de l'emprise du pipeline. À la fin de 2015, nous avons conclu des ententes de projet à long terme avec onze des vingt groupes de Premières Nations qui revendiquent des territoires traditionnels et visés par des traités que traverse le projet. Nous continuons de négocier avec les autres groupes de Premières Nations et prévoyons conclure de nouvelles ententes de projet en 2016.

PIPELINES DE LIQUIDES

Oléoduc Keystone

Le 2 avril 2016, nous avons mis en arrêt l'oléoduc Keystone après la détection d'une fuite le long de l'emprise de celui-ci dans le comté de Hutchinson au Dakota du Sud. Nous avons déclaré le volume total de la fuite, soit 400 barils, au National Response Center et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration (« PHMSA »). Des réparations temporaires ont été effectuées le 9 avril 2016 et l'oléoduc Keystone a été remis en service le 10 avril 2016. Les réparations permanentes et le reste des travaux de remise en état sont prévus en mai 2016, et des activités d'enquête plus poussées ainsi que la mise en œuvre des mesures correctives imposées par la PHMSA sont prévues en 2016.

Cette mise hors service ne devrait pas avoir un effet important sur le résultat de 2016 de la société.

Oléoduc Énergie Est

Le 1^{er} mars 2016, la Province de Québec s'est adressée aux tribunaux pour obtenir une injonction visant à obliger l'oléoduc Énergie Est à se conformer à la réglementation de la province en matière d'environnement. Le 30 mars 2016, la Cour supérieure du Québec a jumelé la requête d'injonction menée par la Province de Québec de concert avec la requête précédente menée par le Centre québécois du droit de l'environnement (« CQDE »), qui cherchait à obtenir une déclaration pour obliger Énergie Est à se soumettre au processus d'évaluation environnementale provincial obligatoire. À la suite de communications avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le 22 avril 2016, la société a soumis une évaluation de projet qui comprend une évaluation environnementale en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (Québec) suivant un échéancier convenu pour les principales étapes de cette démarche. Cette démarche s'ajoute à l'évaluation environnementale requise selon la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (2012). Le Procureur général du Québec a accepté de suspendre la procédure intentée contre TransCanada et Énergie Est et de la retirer lorsque l'évaluation environnementale provinciale aura été réalisée. À l'heure actuelle, la société ne sait pas si le CQDE, en tant qu'autre demandeur dans le cadre de cette instance, cherchera également à suspendre la procédure. La société prévoit que cela ne devrait pas entraîner de retard dans le processus d'examen de l'ONÉ.

Le 17 mars 2016, la première phase des audiences publiques sur Énergie Est dans le cadre du processus volontaire du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« BAPE ») au Québec a pris fin. Le processus volontaire d'audiences du BAPE a pour but d'informer la Province de Québec dans le cadre de sa participation au processus fédéral et de communiquer au public l'information sur le projet. Une deuxième phase, qui consiste en une série de séances de commentaires du public, a été suspendue et remplacée par l'évaluation environnementale mentionnée précédemment.

Le 21 mars 2016, l'ONÉ a approuvé la table des matières de la demande consolidée. Le dépôt de la demande consolidée est prévu vers la mi-mai.

Entreprise de commercialisation des liquides

L'entreprise de commercialisation des liquides a commencé ses activités en 2016 dans le but de générer des produits d'exploitation supplémentaires au moyen de l'achat et de la vente simultanée de pétrole brut. Des instruments dérivés sont utilisés pour fixer une partie de l'exposition aux prix variables qui découle des transactions sur les liquides physiques. Aux fins du règlement des opérations d'achat et de vente, nous concluons des contrats visant la capacité des pipelines et des terminaux, y compris l'espace dans nos propres actifs.

ÉNERGIE

CAE en Alberta

Le 7 mars 2016, nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE en Alberta. Ces ententes renferment une disposition qui autorise les acheteurs aux termes des CAE à les résilier si une modification législative rend les ententes non rentables ou encore moins rentables. L'avis de résiliation porte sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. Les conditions de non-rentabilité sur le marché devraient se poursuivre puisque les coûts liés aux émissions de gaz carbonique ont augmenté et devraient continuer de monter sur la durée résiduelle des CAE. Nous prévoyons que la résiliation des CAE se traduira par une amélioration des flux de trésorerie et du résultat comparable à court terme.

Du fait de notre décision de résilier les CAE, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 240 millions de dollars avant les impôts (176 millions de dollars après les impôts), dont une charge de 211 millions de dollars avant les impôts (155 millions de dollars après les impôts) sur la valeur comptable des CAE de Sundance A et de Sheerness et une charge de 29 millions de dollars avant les impôts (21 millions de dollars après les impôts) sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership qui détient la CAE de Sundance B.

Taxe sur le carbone

En février 2016, le gouvernement de l'Ontario a publié une loi habilitante et un projet de règlement portant sur son programme de plafonnement et d'échange proposé. Ce programme établirait pour l'ensemble de la province un plafond annuel des émissions de gaz à effet de serre à compter de 2017 et créerait un marché pour administrer l'achat et l'échange des quotas d'émissions. Le programme viserait la majorité des sources d'émissions dans la province, y compris les émissions provenant du secteur de la production d'électricité.

En parallèle, la SIERE a lancé son propre processus de consultation afin de déterminer les modifications contractuelles qui seront proposées en réponse à la variation des coûts d'exploitation réputés pour les producteurs d'électricité à l'origine d'émissions et de la marge sur l'énergie réputée connexe tirée du marché. Nous prévoyons que les coûts associés à l'achat de quotas d'émissions de gaz à effet de serre seront recouverts sur le marché de la SIERE et que nos contrats avec la SIERE seront modifiés de manière à en préserver la valeur économique.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la monétisation d'actifs notamment les ventes à TC PipeLines, LP, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 125	1 153
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(80)	(393)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 045	760

¹ Pour plus de précisions au sujet des fonds provenant de l'exploitation, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

Au 31 mars 2016, notre actif à court terme s'élevait à 4,1 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 7,1 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,0 milliards de dollars, comparativement à 3,4 milliards de dollars au 31 décembre 2015. Cette insuffisance, jugée comme faisant partie du cours normal des activités, est gérée au moyen :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation;
- de notre accès aux marchés financiers;
- de facilités de crédit confirmées non garanties inutilisées d'environ 6,9 milliards de dollars.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 045	760
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	80	393
Fonds provenant de l'exploitation	1 125	1 153
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(22)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(62)	(54)
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice	88	46
Dépenses d'investissement de maintien compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(190)	(167)
Flux de trésorerie distribuables	938	956
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	26	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	6	—
Flux de trésorerie distribuables comparables	970	956
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	1,38 \$	1,35 \$

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Les dépenses d'investissement de maintien relatives à nos gazoducs réglementés au Canada se sont chiffrées à 55 millions de dollars et à 52 millions de dollars pour les premiers trimestres de 2016 et 2015, respectivement, ce qui a contribué à l'établissement de leur base tarifaire respective et au bénéfice net.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Dépenses d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(836)	(806)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(67)	(163)
	(903)	(969)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(170)	(93)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(995)	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	6	—
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice	88	46
Montants reportés et autres	—	179
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 974)	(837)

En 2016, les dépenses d'investissement ont été principalement liées aux éléments suivants :

- l'expansion du réseau de NGTL;
- la construction de pipelines au Mexique;
- l'expansion du pipeline d'ANR;
- la construction du pipeline Northern Courier;
- l'expansion du réseau principal au Canada;
- la construction de la centrale énergétique de Napanee.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement concernent principalement l'oléoduc Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2016 par rapport à 2015, principalement en raison de nos investissements dans Grand Rapids et Bruce Power.

Le 1^{er} février 2016, nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, d'une capacité de 778 MW, pour une contrepartie en trésorerie de 657 millions de dollars US, compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

Le 31 mars 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois Gas Transmission System LP (« Iroquois ») pour un prix d'achat total de 54 millions de dollars US. Cette acquisition a porté notre participation dans Iroquois à 49,35 %.

L'augmentation des distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice est principalement attribuable aux distributions provenant de Bruce Power.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Billet à payer émis, montant net	1 176	279
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 992	2 277
Remboursements sur la dette à long terme	(1 357)	(1 016)
Dividendes et distributions versés	(450)	(417)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	3	10
Actions ordinaires rachetées	(14)	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	243
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	24	4
Rentrées nettes liées aux activités de financement	1 374	1 380

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

(non audité – en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 \$ US	3,125 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 \$ US	4,875 %

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

(non audité – en millions de dollars) Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 \$ US	0,75 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débentures	225 \$	12,2 %

ACTIONS ORDINAIRES RACHETÉES

En novembre 2015, la TSX a approuvé notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant le rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21,3 millions d'actions ordinaires, représentant 3 % de nos actions ordinaires émises et en circulation, entre le 23 novembre 2015 et le 22 novembre 2016, aux cours en vigueur sur le marché majorés des frais de courtage ou à tout autre prix autorisé par la TSX.

Le tableau qui suit présente l'information concernant les actions rachetées en 2016 aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités :

au 28 avril 2016	
(en millions de dollars, sauf le nombre d'actions ordinaires et les données par action)	
Nombre d'actions ordinaires rachetées ¹	305 407
Prix moyen pondéré par action ordinaire ²	44,90 \$
Montant du rachat	13,7 \$

¹ Ce nombre tient compte des actions ordinaires rachetées aux termes de conventions privées intervenues avec des tiers.

² Ce prix comprend les frais de courtage.

REÇUS DE SOUSCRIPTION

Le 1^{er} avril 2016, nous avons émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia Pipeline Group au prix de 45,75 \$ le reçu, pour un produit total d'environ 4,4 milliards de dollars. Chaque reçu de souscription confère à son porteur le droit de recevoir automatiquement une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia. Tant que les reçus de souscription seront en cours, les porteurs auront le droit de recevoir pour chaque reçu de souscription un versement en trésorerie correspondant aux dividendes déclarés relativement à chacune des actions ordinaires, le premier versement étant prévu le 29 avril 2016 pour les porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016. Un deuxième versement équivalant au dividende sera payé aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016 si l'acquisition n'a pas été conclue ou si la convention de fusion avec Columbia n'a pas été résiliée. Si la convention de fusion est résiliée après la date de déclaration du dividende sur les actions ordinaires (le 29 avril 2016) mais avant la date d'inscription aux fins du dividende sur les actions ordinaires (le 30 juin 2016), les porteurs de reçus de souscription inscrits à la date de résiliation recevront un paiement proportionnel au titre du versement équivalant au dividende. Si la clôture de la convention de fusion n'a pas eu lieu d'ici le 17 mars 2017, la société sera tenue de verser un paiement de résiliation correspondant au prix d'émission global majoré des versements équivalant au dividende impayés, le cas échéant.

Le produit brut tiré de la vente des reçus de souscription, déduction faite des montants affectés au paiement des versements équivalant au dividende, sera entiercé jusqu'à la date de clôture de l'acquisition et comptabilisé à titre de trésorerie soumise à des restrictions.

ÉMISSION ET CONVERSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le 1^{er} février 2016, les porteurs de 1,3 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,54 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 5 restantes a été ajusté pour une période de cinq ans au taux de 2,263 % par an. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans.

Le 20 avril 2016, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 20 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 13 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 500 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 13 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 13 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 14 le 31 mai 2021 et le dernier jour ouvrable de mai tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 14 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 4,69 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 13 a été établi pour une période de cinq ans au taux de 5,5 % par an. Le taux de dividende sera ajusté tous les cinq ans à un taux égal à la somme du taux en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 4,69 %, et ce taux ne pourra être inférieur à 5,5 % par année.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de la conversion et de l'émission en 2016 des actions privilégiées susmentionnées :

(non audité)	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement ¹	Dividende annuel par action ¹	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion ^{1,2}	Droit de convertir en
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif						
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6
Série 6	1 286	Variable ³	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5
Série 13	20 000	5,5 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14

¹ Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif, lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil (exception faite des actions privilégiées de série 6). Les porteurs d'actions privilégiées de série 6 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil.

² La société peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. De plus, la société peut racheter les actions privilégiées de série 6 à tout moment autre qu'une date d'option de rachat désignée au prix de 25,50 \$ l'action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date de ce rachat.

³ Depuis le 31 mars 2016, le taux variable des dividendes trimestriels sur les actions privilégiées de série 6 est de 2,002 % et il sera ajusté chaque trimestre.

PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TC PIPELINES, LP

Depuis le 1^{er} janvier 2016, 0,8 million de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché de TC Pipelines, LP, générant un produit net d'environ 39 millions de dollars US. Notre participation dans TC Pipelines, LP a diminué à la suite des émissions de titres dans le cadre du programme au cours du marché.

DIVIDENDES

Le 28 avril 2016, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,565 \$ par action

Payable le 29 juillet 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016

Versement équivalent au dividende trimestriel sur les reçus de souscription¹

0,565 \$ par reçu de souscription

Payable le 29 avril 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016

Payable le 29 juillet 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016²

¹ Les versements équivalant au dividende sont une modalité des reçus de souscription et ils ne sont pas déclarés par le conseil.

² Si la convention de fusion avec Columbia est résiliée après la date de déclaration du dividende sur les actions ordinaires (le 29 avril 2016) mais avant la date d'inscription aux fins du dividende sur les actions ordinaires (le 30 juin 2016), les porteurs de reçus de souscription inscrits à la date de résiliation recevront un paiement proportionnel au titre du versement équivalant au dividende.

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées**Série 1** 0,204125 \$**Série 2** 0,14806148 \$**Série 3** 0,1345 \$**Série 4** 0,10828005 \$

Payable le 30 juin 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mai 2016

Série 5 0,14143750 \$**Série 6** 0,12444126 \$**Série 7** 0,25 \$**Série 9** 0,265625 \$

Payable le 2 août 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016

Série 11 0,2375 \$**Série 13** 0,154 \$

Payable le 31 mai 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 12 mai 2016

INFORMATION SUR LES ACTIONS**au 25 avril 2016**

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	702 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Série 13	20 millions	Actions privilégiées de série 14
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	12 millions	7 millions
Reçus de souscription	En circulation	Pouvant être convertis en
	96,6 millions	96,6 millions d'actions ordinaires

FACILITÉS DE CRÉDIT

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial, ainsi qu'à des facilités de crédit à vue, à d'autres fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et l'accès à des liquidités supplémentaires, y compris l'acquisition de Columbia Pipelines.

Au 28 avril 2016, nous disposions de facilités de crédit non garanties de quelque 17,6 milliards de dollars, notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Objet	Échéance
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada	Décembre 2020
5,2 milliards de dollars US	5,2 milliards de dollars US	TCPL	Engagement de crédit-relais à terme lié à la vente d'actifs consortial, confirmé, non garanti de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia ¹	24 mois après la date de clôture de l'acquisition
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL aux États-Unis	Décembre 2016
1,7 milliard de dollars US	1,7 milliard de dollars US	TCPL USA	Engagement de crédit-relais à terme lié à la vente d'actifs consortial, confirmé, non garanti de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia ¹	24 mois après la date de clôture de l'acquisition
0,5 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA	Décembre 2016
1,5 milliard de dollars US	1,5 milliard de dollars US	TAIL/TCPM	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial conjoint de TAIL et TCPM aux États-Unis	Décembre 2016
1,7 milliard de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Pour appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires	À vue

¹ Le produit des ventes d'actifs doit être affecté au remboursement de ces facilités. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

Au 28 avril 2016, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,7 milliard de dollars.

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique intitulée « Risques et instruments financiers ».

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Outre notre engagement relatif à l'acquisition de Columbia, nos engagements en capital ont augmenté d'environ 0,2 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2015 en raison des nouveaux engagements relatifs au gazoduc Tuxpan-Tula, partiellement contrebalancés par la diminution des engagements visant Grand Rapids et Napanee. Nos autres obligations d'achat sont conformes aux engagements déclarés au 31 décembre 2015.

À cette date, nos engagements comprenaient des paiements fixes, déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, aux termes des CAE en Alberta. Compte tenu de l'avis de résiliation de nos CAE de Sheerness, Sundance A et Sundance B en date du 7 mars 2016, nos obligations futures ont diminué comme suit par rapport au 31 décembre 2015 : 195 millions de dollars en 2016, 200 millions de dollars en 2017, 141 millions de dollars en 2018, 138 millions de dollars en 2019 et 115 millions de dollars en 2020. Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2016 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2015 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché et c'est pourquoi nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites en vue d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Ces mesures sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés et les risques connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

L'entreprise de commercialisation des liquides de la société a commencé ses activités au premier trimestre de 2016. Elle conclut des contrats à court ou à long terme sur la capacité des pipelines et des terminaux de stockage, qui visent principalement les actifs de la société, ce qui permet d'accroître l'utilisation de ces actifs et d'obtenir la valeur de marché de la capacité en question. Des instruments dérivés sont utilisés pour fixer une partie de l'exposition aux prix variables qui découle des transactions sur les liquides physiques.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2015 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2015.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses d'investissement, dans des conditions tant normales que difficiles.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- aux débiteurs;
- aux placements en portefeuille;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux liquidités et aux billets à recevoir.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 mars 2016, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était de 191 millions de dollars (147 millions de dollars US) au 31 mars 2016 [248 millions de dollars (179 millions de dollars US) au 31 décembre 2015]. Ce montant est garanti par la société mère de la contrepartie et il devrait être entièrement recouvrable.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

RISQUE DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer ce risque, nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

trimestre clos le 31 mars 2016	1,35
trimestre clos le 31 mars 2015	1,24

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis et à l'échelle internationale est en grande partie enrayée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	243	239
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	130	147
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	46	105
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(246)	(218)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	7	31
Participations sans contrôle aux États-Unis	(60)	(48)
	120	256

Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de taux d'intérêt et de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2016		31 décembre 2015	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2016 à 2019) ²	(573)	2 900 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2016 à 2017)	(58)	700 US	50	1 800 US
	(631)	3 600 US	(680)	4 950 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, des gains réalisés nets de 2 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2015) liés à la composante intérêts des règlements de swaps de devises sont inclus dans les intérêts débiteurs.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2016	31 décembre 2015
Valeur nominale	19 100 (14 700 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	20 100 (15 500 US)	23 800 (17 200 US)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments non dérivés, sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture. La tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie et du montant net des investissements dans des établissements étrangers est constatée dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle surviennent les variations. La tranche inefficace est inscrite dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'opération sous-jacente. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net, soit dans les intérêts créditeurs et autres, soit dans les intérêts débiteurs.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques (instruments détenus à des fins de transaction) afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

(non audité – en millions de dollars)	31 mars 2016	31 décembre 2015
Autres actifs à court terme	556	442
Actifs incorporels et autres actifs	216	168
Créditeurs et autres	(1 081)	(926)
Autres passifs à long terme	(625)	(625)
	(934)	(941)

(Pertes) gains non réalisé(e)s et réalisé(e)s sur les instruments dérivés

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction^{1,2}		
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(67)	(26)
Change	27	(29)
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(95)	1
Change	44	(43)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(73)	16
Change	(63)	—
Taux d'intérêt	2	2

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de vendre nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons constaté une perte de 49 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars (néant en 2015) dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération sous-jacente couverte ne se produirait pas en raison d'une vente future.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base	(16)	21
Change	(35)	—
Taux d'intérêt	(1)	—
	(52)	21
Reclassement des gains sur les instruments dérivés, du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	82	69
Change ³	34	—
Taux d'intérêt ⁴	4	4
	120	73
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	(58)	(63)
	(58)	(63)

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

⁴ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 31 mars 2016, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 42 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2015). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2016, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 42 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015). Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 31 mars 2016, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au premier trimestre de 2016, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Notre rapport annuel de 2015 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2015, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2015 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Selon cette mise à jour, les entités doivent réévaluer si elles doivent consolider certaines entités légales et éliminer la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification de nos conclusions en matière de consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent à la note 13 « Entités à détenteurs de droits variables ».

Comptabilisation des intérêts

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon les modifications de cette mise à jour, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt, auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction du passif relatif à la dette auxquels ils sont rattachés au bilan consolidé de la société.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié des directives visant à simplifier la comptabilisation des ajustements de périodes d'évaluation pour les regroupements d'entreprises. Selon les directives modifiées, un acquéreur doit comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, les directives exigent également que l'acquéreur comptabilise l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives, qui sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés des contrats conclus avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Ces nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a reporté la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme au 1^{er} janvier 2018 et l'adoption anticipée de celle-ci n'est pas permise avant le 1^{er} janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les modifications de cette mise à jour, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront de manière

prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société doit également évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. Selon les nouvelles directives, les preneurs à bail devront comptabiliser la plupart des contrats de location, y compris les contrats de location-exploitation, au bilan en tant qu'actifs de location et passifs de location. De plus, les preneurs à bail devront réévaluer les hypothèses relatives aux contrats de location existants et fournir des informations qualitatives et quantitatives plus étoffées. La nouvelle norme n'apporte pas de changements importants à la comptabilisation pour les bailleurs. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées suivant une approche rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées aux instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liées aux caractéristiques économiques et aux risques. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient le passage à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à cette méthode de comptabilisation. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront de façon prospective. La société ne prévoit pas que l'adoption de cette nouvelle norme aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
BAIIA	1 097	1 442
Résiliation des CAE en Alberta	240	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	26	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	10	—
Perte sur la vente de TC Offshore	4	—
Activités de gestion des risques ¹	125	89
BAIIA comparable	1 502	1 531
Amortissement	(454)	(434)
BAII comparable	1 048	1 097
Autres postes de l'état des résultats		
Intérêts débiteurs comparables	(420)	(318)
Intérêts créditeurs et autres comparables	148	15
Charge d'impôts comparable	(180)	(247)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(80)	(59)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(23)
Résultat comparable	494	465
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Résiliation des CAE en Alberta	(176)	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	(26)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(6)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	(3)	—
Activités de gestion des risques ¹	(31)	(78)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	252	387
Intérêts créditeurs et autres charges comparables	148	15
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ¹	53	(29)
Intérêts créditeurs et autres charges	201	(14)
Charge d'impôts comparable	(180)	(247)
Postes particuliers :		
Résiliation des CAE en Alberta	64	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	4	—
Perte sur la vente de TC Offshore	1	—
Activités de gestion des risques ¹	41	40
Charge d'impôts	(70)	(207)

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Résultat comparable par action ordinaire	0,70 \$	0,66 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Résiliation des CAE en Alberta	(0,25)	—
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	(0,04)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(0,01)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—
Activités de gestion des risques	(0,04)	(0,11)
Bénéfice net par action ordinaire	0,36 \$	0,55 \$

¹ Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	(13)	(22)
Installations énergétiques aux États-Unis	(115)	(68)
Liquides	(2)	—
Stockage de gaz naturel	5	1
Change	53	(29)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	41	40
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(31)	(78)

BAIIA et BAIL comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	894	288	(34)	(51)	1 097
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	240	—	240
Coûts d'acquisition – Columbia Pipeline Group	—	—	—	26	26
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	10	—	—	10
Perte sur la vente de TC Offshore	4	—	—	—	4
Activités de gestion des risques	—	2	123	—	125
BAIIA comparable	898	300	329	(25)	1 502
Amortissement	(287)	(70)	(88)	(9)	(454)
BAIL comparable	611	230	241	(34)	1 048

trimestre clos le 31 mars 2015 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège	Total
BAIIA	864	305	297	(24)	1 442
Activités de gestion des risques	—	—	89	—	89
BAIIA comparable	864	305	386	(24)	1 531
Amortissement	(279)	(63)	(85)	(7)	(434)
BAIL comparable	585	242	301	(31)	1 097

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	2015				2014		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	2 547	2 851	2 944	2 631	2 874	2 616	2 451	2 234
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	252	(2 458)	402	429	387	458	457	416
Résultat comparable	494	453	440	397	465	511	450	332
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,36 \$	(3,47) \$	0,57 \$	0,60 \$	0,55 \$	0,65 \$	0,64 \$	0,59 \$
Résultat comparable par action	0,70 \$	0,64 \$	0,62 \$	0,56 \$	0,66 \$	0,72 \$	0,63 \$	0,47 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans le secteur des gazoducs, les produits et le bénéfice net trimestriels des pipelines réglementés au Canada sont en général relativement stables au cours d'un même exercice. Nos gazoducs aux États-Unis sont généralement soumis aux variations saisonnières; ainsi, leurs résultats sont plus élevés durant l'hiver, en raison de la demande accrue. À long terme, cependant, les résultats du secteur des gazoducs au Canada et aux États-Unis fluctuent pour les raisons suivantes :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. De plus, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts associés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 6 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue pour le début de 2016;
- une charge nette de 60 millions de dollars après les impôts liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont 28 millions de dollars principalement pour les indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Pipelines, LP dans Great Lakes.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2015 est exclue une charge de 6 millions de dollars après les impôts liée aux indemnités de cessation d'emploi dans le cadre d'une restructuration visant à maximiser l'efficacité et l'efficience des activités actuelles de la société.

Du résultat comparable du deuxième trimestre 2015 sont exclus un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015, de même qu'une charge de 8 millions de dollars après les impôts pour des indemnités de cessation d'emploi découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs en raison des délais survenus pour certains projets majeurs et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité de notre exploitation.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2014 est exclu un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2014 sont exclus un gain de 99 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Cancarb Limited et une perte de 31 millions de dollars après les impôts liée à la résiliation du contrat avec Niska Gas Storage.

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Produits		
Gazoducs	1 313	1 305
Pipelines de liquides	480	443
Énergie	754	1 126
	2 547	2 874
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	135	137
Charges d'exploitation et autres charges		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	715	754
Achats de produits de base revendus	514	681
Impôts fonciers	141	134
Amortissement	454	434
Charges de dépréciation d'actifs	211	—
	2 035	2 003
Perte sur la vente d'actifs	(4)	—
Charges financières		
Intérêts débiteurs	420	318
Intérêts créditeurs et autres charges	(201)	14
	219	332
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	424	676
Charge d'impôts		
Exigibles	34	68
Reportés	36	139
	70	207
Bénéfice net	354	469
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	80	59
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	274	410
Dividendes sur les actions privilégiées	22	23
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	252	387
Bénéfice net par action ordinaire		
De base et dilué	0,36 \$	0,55 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)		
De base	702	709
Dilué	703	710

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Bénéfice net	354	469
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice		
(Pertes) gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(212)	469
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(2)	(266)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(39)	15
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	80	44
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	3
Autres éléments du résultat étendu (note 8)	(166)	272
Résultat étendu	188	741
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(26)	207
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	214	534
Dividendes sur les actions privilégiées	22	23
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	192	511

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	354	469
Amortissement	454	434
Charges de dépréciation d'actifs	211	—
Impôts reportés	36	139
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(135)	(137)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	171	135
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	11	15
Perte sur la vente d'actifs	4	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(57)	(33)
Pertes non réalisées sur les instruments financiers	71	118
Autres	5	13
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(80)	(393)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 045	760
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(836)	(806)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(67)	(163)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(170)	(93)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(995)	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	6	—
Distributions reçues en excédent de la quote-part du bénéfice	88	46
Montants reportés et autres	—	179
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 974)	(837)
Activités de financement		
Billets à payer émis, montant net	1 176	279
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 992	2 277
Remboursements sur la dette à long terme	(1 357)	(1 016)
Dividendes sur les actions ordinaires	(365)	(341)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(22)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(62)	(54)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	3	10
Actions ordinaires rachetées	(14)	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	243
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	24	4
Rentrées nettes liées aux activités de financement	1 374	1 380
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(57)	29
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	388	1 332
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Au début de la période	850	489
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
À la fin de la période	1 238	1 821

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

	31 mars 2016	31 décembre 2015
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 238	850
Débiteurs	1 381	1 388
Stocks	356	323
Autres	1 162	1 353
	4 137	3 914
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 22 301 \$ et 22 299 \$	44 461	44 817
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 275	6 214
Actifs réglementaires	1 160	1 184
Écart d'acquisition	4 510	4 812
Actifs incorporels et autres actifs	3 012	3 050
Placements restreints	403	351
	63 958	64 342
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	2 270	1 218
Créditeurs et autres	2 875	3 021
Intérêts courus	463	520
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 529	2 547
	7 137	7 306
Passifs réglementaires	1 447	1 159
Autres passifs à long terme	1 270	1 260
Passifs d'impôts reportés	5 031	5 144
Dette à long terme	28 980	28 909
Billets subordonnés de rang inférieur	2 257	2 409
	46 122	46 187
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 099	12 102
Émises et en circulation : 31 mars 2016 – 702 millions d'actions		
31 décembre 2015 – 703 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 499	2 499
Surplus d'apport	—	7
Bénéfices non répartis	2 594	2 769
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 8)	(999)	(939)
Participations assurant le contrôle	16 193	16 438
Participations sans contrôle	1 643	1 717
	17 836	18 155
	63 958	64 342

Engagements et garanties (note 12)

Entités à détenteurs de droits variables (note 13)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 14)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 102	12 202
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	3	10
Actions rachetées	(6)	—
Solde à la fin de la période	12 099	12 212
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	2 499	2 255
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	—	244
Solde à la fin de la période	2 499	2 499
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	7	370
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	5	2
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	3	1
Incidence du rachat d'actions ordinaires	(8)	—
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP	(38)	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	31	—
Solde à la fin de la période	—	373
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	2 769	5 478
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	274	410
Dividendes sur les actions ordinaires	(397)	(369)
Dividendes sur les actions privilégiées	(21)	(22)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(31)	—
Solde à la fin de la période	2 594	5 497
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(939)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu	(60)	124
Solde à la fin de la période	(999)	(1 111)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	16 193	19 470
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 717	1 583
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	71	50
Portland	9	9
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(106)	148
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	24	4
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(4)	(1)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(68)	(54)
Solde à la fin de la période	1 643	1 739
Total des capitaux propres	17 836	21 209

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TransCanada pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2015 de TransCanada.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2015 compris dans le rapport annuel de 2015 de TransCanada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et les prix du marché pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications de conventions comptables ».

2. Modifications comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016 et elles ont été appliquées de façon prospective. Elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Cette mise à jour oblige les entités à réévaluer si elles doivent consolider certaines entités légales et elle élimine la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016 et elles

ont été appliquées de façon rétrospective. L'adoption de ces directives n'a donné lieu à aucun changement sur les conclusions qu'avait tirées la société au sujet de la consolidation. Les exigences stipulées dans ces nouvelles directives relativement aux informations à fournir sont présentées à la note 13 « Entités à détenteurs de droits variables ».

Comptabilisation des intérêts

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon les modifications de cette mise à jour, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016 et elles ont été appliquées de façon rétrospective. Elles ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, qui ont été portés en réduction du passif relatif à la dette auxquels ils sont rattachés au bilan consolidé de la société.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à simplifier la comptabilisation des ajustements de périodes d'évaluation pour les regroupements d'entreprises. Selon les directives modifiées, un acquéreur doit comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. L'acquéreur doit comptabiliser, pendant la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats, du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016 et elles ont été appliquées de façon prospective. Elles n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Ces nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a reporté la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme au 1^{er} janvier 2018 et l'adoption anticipée de celle-ci n'est pas permise avant le 1^{er} janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les modifications de cette mise à jour, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront de manière prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur a été choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-valeur au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. Selon ces nouvelles directives, les preneurs doivent comptabiliser, au bilan, la plupart des contrats de location, y compris les contrats de location-exploitation, en tant qu'actifs et passifs faisant l'objet de contrats de location. Par ailleurs, les preneurs devront réévaluer les hypothèses relatives aux contrats de location existants et fournir de plus amples informations qualitatives et quantitatives. La nouvelle norme ne propose pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. Ces directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées conformément à une approche rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées à leurs instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Participations à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à cette méthode de comptabilisation. Les nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et seront appliquées de façon prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

3. Informations sectorielles

trimestres clos les 31 mars (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits	1 313	1 305	480	443	754	1 126	—	—	2 547	2 874
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	51	54	—	—	84	83	—	—	135	137
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(372)	(405)	(125)	(115)	(167)	(210)	(51)	(24)	(715)	(754)
Achats de produits de base revendus	—	—	(44)	—	(470)	(681)	—	—	(514)	(681)
Impôts fonciers	(94)	(90)	(23)	(23)	(24)	(21)	—	—	(141)	(134)
Amortissement	(287)	(279)	(70)	(63)	(88)	(85)	(9)	(7)	(454)	(434)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(211)	—	—	—	(211)	—
Perte sur la vente d'actifs	(4)	—	—	—	—	—	—	—	(4)	—
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	607	585	218	242	(122)	212	(60)	(31)	643	1 008
Intérêts débiteurs									(420)	(318)
Intérêts créditeurs et autres									201	(14)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									424	676
Charge d'impôts									(70)	(207)
Bénéfice net									354	469
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(80)	(59)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									274	410
Dividendes sur les actions privilégiées									(22)	(23)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									252	387

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2016	31 décembre 2015
Gazoducs	30 374	31 039
Pipelines de liquides	15 622	16 046
Énergie	15 934	15 558
Siège social	2 028	1 699
	63 958	64 342

4. Charges de dépréciation d'actifs

Conventions d'achat d'électricité

Le 7 mars 2016, TransCanada a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier ses CAE de Sheerness et de Sundance A. Conformément aux dispositions des CAE, un acheteur a le droit de résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des récentes modifications apportées au règlement intitulé Specified Gas Emitters de l'Alberta, la société prévoit que les coûts afférents aux émissions de carbone continueront d'augmenter au cours de la durée restante des CAE, ce qui aura pour effet d'accroître la non rentabilité de ces contrats. Ainsi, au 31 mars 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 211 millions de dollars (155 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable des CAE.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Le 7 mars 2016, TransCanada a également émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier sa CAE de Sundance B. Cette CAE est détenue par le truchement d'ASTC Power Partnership dans laquelle la société détient une participation de 50 %. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 29 millions de dollars (21 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. Cette charge de dépréciation est comprise dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

5. Impôts sur le bénéfice

Au 31 mars 2016, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 18 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2015). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, les charges d'impôts comprennent des montants de néant au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 mars 2015). Au 31 mars 2016, la société avait constaté 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2015).

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2016 et 2015 étaient de 17 % et de 31 % respectivement. Le taux d'imposition effectif moindre en 2016 découle principalement d'une diminution des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada et des variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadiens et étrangers.

6. Dette à long terme

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, la société a émis des titres d'emprunt à long terme comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 \$ US	3,125 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 \$ US	4,875 %

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2016 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 \$ US	0,75 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Déventures	225 \$	12,2 %

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, TransCanada a capitalisé des intérêts de 41 millions de dollars (70 millions de dollars en 2015) relativement à des projets d'investissement.

7. Capitaux propres et capital-actions

ACTIONS ORDINAIRES

En janvier 2016, la société a racheté et annulé 305 407 de ses actions ordinaires au prix moyen de 44,90 \$ pour une contrepartie totale de 14 millions de dollars (coût moyen pondéré de 6 millions de dollars). L'écart de 8 millions de dollars entre le prix total payé et le coût moyen pondéré a été imputé au surplus d'apport.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le 1^{er} février 2016, les porteurs de 1,3 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,54 %. Ce taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 5 restantes a été ajusté pour une période de cinq ans au taux de 2,263 % par an. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans.

CONVERSION D'ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de la conversion d'actions privilégiées en 2016 ainsi qu'il est commenté ci-dessus :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action ¹	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion ^{2,3}	Droit de convertir en ³
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif						
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6
Série 6	1 286	Taux variable ^{3,4}	Taux variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5

¹ Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif précitées ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 6. Les porteurs d'actions privilégiées de série 6 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil.

² TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. Par ailleurs, TransCanada peut racheter les actions privilégiées de série 6 en tout temps autre qu'à une la date d'option de rachat désignée au prix de 25,50 \$ par action, plus tous les dividendes courus et impayés à cette date de rachat.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

- ³ Sous réserve de certaines conditions, les porteurs auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.
- ⁴ À compter du 31 mars 2016, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 6 est de 2,002 % et il sera ajusté chaque trimestre.

8. Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

trimestre clos le 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(210)	(2)	(212)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	1	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(54)	15	(39)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	120	(40)	80
Reclassement dans le bénéfice net de gains actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu	(138)	(28)	(166)

trimestre clos le 31 mars 2015 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	460	9	469
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(359)	93	(266)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	21	(6)	15
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	73	(29)	44
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	10	(3)	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu	209	63	272

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, sont les suivantes :

trimestre clos le 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2016	(383)	(97)	(198)	(261)	(939)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(110)	(37)	—	—	(147)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	80	4	3	87
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net ³	(110)	43	4	3	(60)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2016	(493)	(54)	(194)	(258)	(999)

¹ Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes de 104 millions de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement, au titre des participations sans contrôle.

³ Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 47 millions de dollars (28 millions de dollars après les impôts) au 31 mars 2016. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu à l'état consolidé condensé des résultats se détaillent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestre clos le 31 mars	trimestre clos le 31 mars	
	2016	2015	
Couvertures de flux de trésorerie			
Produits de base	(82)	(69)	Produits (Énergie)
Change	(34)	—	Intérêts créditeurs et autres charges
Intérêts	(4)	(4)	Intérêts débiteurs
	(120)	(73)	Total avant les impôts
	40	29	Charge d'impôts
	(80)	(44)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement de la perte actuarielle	(5)	(10)	²
	1	3	Charge d'impôts
	(4)	(7)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice tiré des participations			Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(4)	(4)	
	1	1	Charge d'impôts
	(3)	(3)	Déduction faite des impôts

¹ Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

² Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 9 pour un complément d'information.

9. Avantages postérieurs au départ à la retraite

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2016	2015	2016	2015
Coût des services rendus	26	27	1	1
Coût financier	30	28	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(40)	(38)	—	—
Amortissement de la perte actuarielle	4	9	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	4	6	—	—
Coût net des prestations constaté	24	32	4	4

10. Gestion des risques et instruments financiers

APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

TransCanada est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 31 mars 2016, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente comptabilisés à la juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. La société passe régulièrement en revue ses débiteurs et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 mars 2016, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, et il n'y a eu aucune créance irrécouvrable importante au cours de la période.

La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était un montant à recevoir de 191 millions de dollars (147 millions de dollars US) au 31 mars 2016 [248 millions de dollars au 31 décembre 2015 (179 millions de dollars US)]. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt ainsi qu'à des contrats de change à terme et libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2016	31 décembre 2015
Montant nominal	19 100 (14 700 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	20 100 (15 500 US)	23 800 (17 200 US)

Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	31 mars 2016		31 décembre 2015	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2016 à 2019) ²	(573)	2 900 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant de 2016 à 2017)	(58)	700 US	50	1 800 US
	(631)	3 600 US	(680)	4 950 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Les gains réalisés nets de 2 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2015) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises sont inclus dans les intérêts débiteurs pour le trimestre clos le 31 mars 2016.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

inférieur est évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données.

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ils seraient également classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2016		31 décembre 2015	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir ¹	155	200	214	265
Dette à court terme et à long terme ^{2,3}	(30 509)	(33 515)	(31 456)	(34 309)
Billets subordonnés de rang inférieur	(2 257)	(1 745)	(2 409)	(2 011)
	(32 611)	(35 060)	(33 651)	(36 055)

¹ Les billets à recevoir sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé.

² La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 900 millions de dollars US (850 millions de dollars US au 31 décembre 2015) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

³ Le bénéfice net consolidé pour le trimestre clos le 31 mars 2016 comprend des pertes non réalisées de 12 millions de dollars (pertes de 3 millions de dollars au 31 mars 2015) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 900 millions de dollars US au 31 mars 2016 (850 millions de dollars US au 31 décembre 2015). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2016		31 décembre 2015	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²
Justes valeurs ¹				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 5 ans)	—	86	—	90
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	338	—	261	—
	338	86	261	90

¹ Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé.

² Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2016		31 mars 2015	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets non réalisés				
du trimestre clos	5	1	—	—

¹ Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.

² Les gains et les pertes non réalisés sur les autres placements restreints sont portés dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

Présentation au bilan des instruments dérivés

Au 31 mars 2016, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie¹	Couvertures de la juste valeur¹	Couvertures de l'investissement net¹	Détenu à des fins de transaction¹	Juste valeur totale des instruments dérivés
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	37	—	—	481	518
Change	—	—	7	25	32
Taux d'intérêt	—	5	—	1	6
	37	5	7	507	556
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	5	—	—	197	202
Change	—	—	6	—	6
Taux d'intérêt	—	8	—	—	8
	5	8	6	197	216
Total des actifs dérivés	42	13	13	704	772
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(137)	—	—	(554)	(691)
Change	(35)	—	(301)	(51)	(387)
Taux d'intérêt	(2)	—	—	(1)	(3)
	(174)	—	(301)	(606)	(1 081)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(280)	(280)
Change	—	—	(343)	—	(343)
Taux d'intérêt	(2)	—	—	—	(2)
	(2)	—	(343)	(280)	(625)
Total des passifs dérivés	(176)	—	(644)	(886)	(1 706)

¹ La juste valeur est égale à la valeur comptable.

² Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Au 31 décembre 2015, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2015 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie¹	Couvertures de la juste valeur¹	Couvertures de l'investissement net¹	Détenu à des fins de transaction¹	Juste valeur totale des instruments dérivés
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	46	—	—	326	372
Change	—	—	65	2	67
Taux d'intérêt	—	1	—	2	3
	46	1	65	330	442
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	11	—	—	126	137
Change	—	—	29	—	29
Taux d'intérêt	—	2	—	—	2
	11	2	29	126	168
Total des actifs dérivés	57	3	94	456	610
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(112)	—	—	(443)	(555)
Change	—	—	(313)	(54)	(367)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	(2)	(4)
	(113)	(1)	(313)	(499)	(926)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(31)	—	—	(131)	(162)
Change	—	—	(461)	—	(461)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(32)	(1)	(461)	(131)	(625)
Total des passifs dérivés	(145)	(2)	(774)	(630)	(1 551)

¹ La juste valeur est égale à la valeur comptable.

² Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les tableaux ci-après présentent les échéances et le capital ou volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers :

au 31 mars 2016	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	100 255	236	3	—	—
Ventes ¹	72 789	157	4	—	—
Millions de dollars	—	—	—	5 853 US	1 500 US
Dates d'échéance	2016-2020	2016-2020	2016	2016	2016-2019

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2015	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Achats ¹	70 331	133	—	—
Ventes ¹	54 382	70	—	—
Millions de dollars	—	—	1 476 US	1 100 US
Dates d'échéance	2016-2020	2016-2020	2016	2016-2019

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.

(Pertes) gains réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période		
Produits de base ²	(67)	(26)
Change	27	(29)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(95)	1
Change	44	(43)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période		
Produits de base	(73)	16
Change	(63)	—
Taux d'intérêt	2	2

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² Par suite de l'annonce par la société, le 17 mars 2016, de son intention de vendre ses actifs d'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis, une perte de 49 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars (néant en 2015) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées ont été inscrits dans le bénéfice net lorsqu'il était probable que l'opération couverte sous-jacente ne se produirait pas en raison d'une vente future.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 8) liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base	(16)	21
Change	(35)	—
Taux d'intérêt	(1)	—
	(52)	21
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	82	69
Change ³	34	—
Taux d'intérêt ⁴	4	4
	120	73
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	(58)	(63)
	(58)	(63)

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

⁴ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	720	(560)	160
Change	38	(38)	—
Taux d'intérêt	14	(3)	11
Total	772	(601)	171
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(971)	560	(411)
Change	(730)	38	(692)
Taux d'intérêt	(5)	3	(2)
Total	(1 706)	601	(1 105)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2015 :

au 31 décembre 2015 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	509	(418)	91
Change	96	(93)	3
Taux d'intérêt	5	(1)	4
Total	610	(512)	98
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(717)	418	(299)
Change	(828)	93	(735)
Taux d'intérêt	(6)	1	(5)
Total	(1 551)	512	(1 039)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 mars 2016, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 458 millions de dollars (482 millions de dollars au 31 décembre 2015) et des lettres de crédit de 23 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2015). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant au 31 décembre 2015) et des lettres de crédit de 21 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2015) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 mars 2016.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 mars 2016, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 42 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2015) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2016, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 42 millions de dollars (32 millions de dollars au 31 décembre 2015). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe. Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.
Niveau 3	Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert de données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2016, est classée comme suit :

au 31 mars 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) ¹	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	45	645	30	720
Change	—	38	—	38
Taux d'intérêt	—	14	—	14
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	(121)	(829)	(21)	(971)
Change	—	(730)	—	(730)
Taux d'intérêt	—	(5)	—	(5)
	(76)	(867)	9	(934)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du trimestre clos le 31 mars 2016.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

La juste valeur des actifs et des passifs de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme pour 2015, est classée comme suit :

au 31 décembre 2015 (non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	34	462	13	509
Change	—	96	—	96
Taux d'intérêt	—	5	—	5
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Produits de base	(102)	(611)	(4)	(717)
Change	—	(828)	—	(828)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	(68)	(882)	9	(941)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Solde au début de la période	9	4
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	3	(3)
Transferts du niveau 3	(3)	—
Règlements	1	—
Ventes	(1)	—
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	—	1
Solde à la fin de la période ¹	9	2

¹ Pour le trimestre clos le 31 mars 2016, les produits comprennent des gains non réalisés de 2 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 31 mars 2016 (pertes de 3 millions de dollars en 2015).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à une hausse ou à une baisse inférieure à 1 million de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 mars 2016.

11. Acquisitions et cessions

Pipelines de gaz naturel

Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} janvier 2016, TransCanada a réalisé la vente d'une participation de 49,9 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 223 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 188 millions de dollars US et la prise en charge du montant proportionnel de dette de PNGTS, à savoir 35 millions de dollars US.

Columbia Pipeline Group, Inc.

Le 17 mars 2016, TransCanada a signé une entente visant l'acquisition de Columbia pour un prix d'achat de 10,2 milliards de dollars US sous forme de trésorerie et la prise en charge d'un montant de dette d'environ 2,8 milliards de dollars US. Les composantes trésorerie de l'acquisition seront financées à même le produit de 4,4 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, des facilités de crédit-relais confirmées totalisant 6,9 milliards de dollars US et des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription, pouvant être échangés en actions ordinaires à la clôture de l'acquisition, a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne dont il est question à la note 14 intitulée « Événements postérieurs à la date du bilan ». La société prévoit réaliser l'acquisition au deuxième semestre de 2016, sous réserve de divers facteurs, dont le moment où les approbations réglementaires et celles des actionnaires seront obtenues.

Iroquois Gas Transmission System LP

Le 31 mars 2016, TransCanada a acquis une participation de 4,87 % dans Iroquois à un prix d'achat global de 53,8 millions de dollars US. La participation de TransCanada dans Iroquois a été portée à 49,35 % suivant cette acquisition.

TC Offshore LLC

Le 31 mars 2016, la société a réalisé la vente de TC Offshore LLC à un tiers, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts, à la cession qui a été incluse dans la perte sur la vente d'actifs à l'état consolidé condensé des résultats.

Énergie**Ironwood**

Le 1^{er} février 2016, TransCanada a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, pour une contrepartie de 657 millions de dollars US en trésorerie, compte non tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition. La centrale Ironwood approvisionne le secteur de l'énergie sur le marché énergétique de PJM. La société a évalué les actifs acquis et les passifs repris à leur juste valeur. Le processus d'évaluation de la juste valeur attribuée est en cours. Toutefois, selon les résultats préliminaires, la transaction ne donnera lieu à aucun écart d'acquisition. La société a commencé à consolider les résultats d'Ironwood dès son acquisition. Les produits et les résultats d'Ironwood, depuis la date d'acquisition, n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats consolidés de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma sur les résultats consolidés de la société pour chacune des périodes présentées n'est pas significative.

12. Engagements et garanties

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2015, les engagements de TransCanada comprenaient des paiements fixes, déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location pour ce qui est des CAE en Alberta. Suivant les avis donnés le 7 mars 2016 concernant la résiliation des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, les obligations futures de la société ont diminué depuis le 31 décembre 2015 de l'ordre de 195 millions de dollars en 2016, de 200 millions de dollars en 2017, de 141 millions de dollars en 2018, de 138 millions de dollars en 2019 et de 115 millions de dollars en 2020.

GARANTIES

TransCanada et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel et du paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Échéance	au 31 mars 2016		au 31 décembre 2015	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018 ²	88	1	88	2
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	81	25	139	24
		169	26	227	26

¹ Quote-part de TransCanada à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

² Exception faite d'une garantie qui n'a aucune date d'échéance.

13. Entités à détenteurs de droits variables

Par suite de la mise en œuvre des nouvelles directives du FASB portant sur la consolidation, un certain nombre d'entités que contrôle TransCanada sont désormais considérées comme des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV »). Une EDDV s'entend d'une entité légale qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités légales dans lesquelles la société a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Le tableau suivant présente les actifs et passifs des EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV.

	31 mars 2016	31 décembre 2015
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	76	54
Débiteurs	53	55
Stocks	23	25
Autres	8	6
	160	140
Immobilisations corporelles	3 639	3 704
Participations à la valeur de consolidation	618	664
Écart d'acquisition	500	541
	4 917	5 049
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	66	74
Intérêts courus	22	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	57	45
	145	140
Passifs réglementaires	32	33
Autres passifs à long terme	5	4
Passifs d'impôts reportés	2	—
Dette à long terme	3 045	2 998
	3 229	3 175

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales dans lesquelles la société n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

	31 mars 2016	31 décembre 2015
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 520	5 410
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties (note 12)	169	227
Risque maximal de perte	5 689	5 637

14. Événements postérieurs à la date du bilan

Reçus de souscription

Le 1^{er} avril 2016, la société a émis 96,6 millions de reçus de souscription au prix de 45,75 \$ chacun, pour un produit totalisant environ 4,4 milliards de dollars. Chaque reçu de souscription confèrera à son porteur le droit de recevoir automatiquement, à la clôture de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, une action ordinaire de la société. Tant que les reçus de souscription seront en circulation, les porteurs auront le droit de recevoir des paiements en espèces par reçu de souscription correspondant aux dividendes déclarés par TransCanada relativement à chacune des actions ordinaires. Le produit brut de la vente de reçus de souscription sera détenu en mains tierces jusqu'à la date de clôture de l'acquisition et la société le comptabilisera à titre de trésorerie soumise à des restrictions.

Actions privilégiées

Le 20 avril 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 20 millions d'actions privilégiées de premier rang à dividendes cumulatifs rachetables de série 13 au prix de 25,00 \$ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 500 millions de dollars.