

TransCanada présente ses résultats financiers du troisième trimestre de 2015 Sa solide performance démontre la qualité de ses actifs diversifiés

CALGARY (Alberta) - **Le 3 novembre 2015** - TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du troisième trimestre de 2015 s'était chiffré à 402 millions de dollars (0,57 \$ par action), comparativement à 457 millions de dollars (0,64 \$ par action) pour la même période en 2014 et à 1,2 milliard de dollars (1,72 \$ par action) comparativement à 1,3 milliard de dollars (1,81 \$ par action) pour l'exercice à ce jour. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2015 a atteint 440 millions de dollars (0,62 \$ par action) comparativement à 450 millions de dollars (0,63 \$ par action) pour la même période de l'exercice précédent. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, le résultat comparable s'est chiffré à 1,3 milliard de dollars (1,84 \$ par action) comparativement à 1,2 milliard de dollars (1,70 \$ par action) en 2014. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,52 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2015, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,08 \$ par action ordinaire.

« Au cours des neuf derniers mois, notre portefeuille diversifié d'actifs à long terme a affiché une bonne performance dans un contexte exigeant. En effet, le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation ont augmenté respectivement de 8 % et de 9 % comparativement aux mêmes périodes de l'exercice précédent, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. La résilience de notre entreprise de base dans diverses conditions de marché, alliée à des projets de croissance à court terme concrets d'une valeur de 12 milliards de dollars, nous confère la capacité de maintenir la croissance du dividende à un taux se situant entre 8 % et 10 % jusqu'en 2017. »

La société met également l'accent sur l'accroissement de la valeur actionnariale en maximisant l'efficacité et l'efficience de ses activités actuelles. Dans le cadre de ces efforts, nous avons entrepris récemment une restructuration d'entreprise qui devrait réduire les coûts dans leur ensemble. Ces changements seront entrepris au quatrième trimestre de 2015 et se poursuivront en 2016.

À plus long terme, grâce à notre portefeuille d'infrastructures énergétiques à faible risque et à notre solidité financière, nous sommes bien placés pour explorer d'autres initiatives de croissance, y compris des projets garantis sur le plan commercial de 35 milliards de dollars. Ces initiatives nous permettraient de prolonger et d'accentuer la croissance de notre bénéfice, de nos flux de trésorerie et de nos dividendes.

Points saillants

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

- Résultats financiers du troisième trimestre
 - Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 402 millions de dollars (0,57 \$ par action)
 - Résultat comparable de 440 millions de dollars (0,62 \$ 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
- Dividende trimestriel de 0,52 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2015
- Réception des permis visant les pipelines et les installations du projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR ») en septembre
- Annonce de l'acquisition de la centrale alimentée au gaz naturel Ironwood, qui jouit d'une situation stratégique, pour une contrepartie de 654 millions de dollars US en octobre
- Conclusion d'une entente avec des sociétés de distribution locales de l'Est dans le cadre du projet Oléoduc Énergie Est et du projet du réseau principal de l'Est

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 55 millions de dollars par rapport à la même période en 2014, pour s'établir à 402 millions de dollars (0,57 \$ par action). Le troisième trimestre de 2015 comprend une charge de restructuration 6 millions de dollars après les impôts qui a trait à des changements apportés à notre structure organisationnelle et les résultats des deux périodes comprennent des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans certaines activités de gestion des risques. Tous ces éléments particuliers ont été retranchés du résultat comparable.

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2015 s'est établi à 440 millions de dollars (0,62 \$ par action), comparativement à 450 millions de dollars (0,63 \$ par action) pour la même période en 2014. Le moindre apport de Bruce Power et des installations énergétiques de l'Ouest a été neutralisé en partie par le relèvement du résultat tiré du réseau Keystone, des installations énergétiques aux États-Unis, du pipeline d'ANR et des installations énergétiques de l'Est.

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

Gazoducs :

- *Expansions du réseau de NGTL* : Le réseau de NGTL possède des installations liées à l'offre et à la demande en cours d'aménagement de quelque 6,8 milliards de dollars. Les approbations au titre de la réglementation ont été reçues pour environ 2,8 milliards de dollars à ce titre, dont des installations d'une valeur de 800 millions de dollars sont en cours de construction. Au troisième trimestre de 2015, nous avons poursuivi l'avancement de plusieurs projets d'investissement. Nous avons accordé quelque 500 millions de dollars de plus à des installations en attente de vérification réglementaire aux fins d'approbation. Nous avons également reçu d'autres demandes de services de réception garantie, lesquelles devraient entraîner une hausse des dépenses en immobilisations totales du réseau de NGTL par rapport à ce qui avait été annoncé auparavant. Par ailleurs, nous continuons de travailler avec nos clients pour mieux répondre à leurs exigences relatives aux dates de mise en service en 2016, 2017 et 2018.
- *Entente conclue avec des sociétés de distribution locales à propos du projet du réseau principal de l'Est et d'Énergie Est* : Le 24 août 2015, nous avons annoncé la conclusion d'une entente avec des sociétés de distribution locales de l'Est qui règle les problèmes qu'elles avaient par rapport à Énergie Est et au projet du réseau principal de l'Est. L'entente respecte l'engagement précédent de la société, c'est-à-dire s'assurer qu'Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est fournissent aux consommateurs de gaz de l'Est du Canada une capacité de transport de gaz naturel suffisante et obtenir une réduction des coûts de transport de gaz naturel. Dans le cadre de l'entente, nous établirons la taille du projet du réseau principal de l'Est pour qu'il respecte tous les engagements fermes que nous avons pris, y compris les contrats de transport de gaz découlant des appels de soumissions pour la nouvelle capacité de 2016-2017 et une capacité additionnelle d'environ 50 millions de pieds cubes par jour.

Le coût en capital du projet du réseau principal de l'Est est maintenant estimé à 2,0 milliards de dollars et sa mise en service est prévue pour 2019. Cette augmentation découle de la révision de la portée du projet à la suite de l'entente conclue avec des sociétés de distribution locales et de la mise à jour des estimations de coûts.

- *TGPR* : Le 11 juin 2015, Pacific North West (« PNW ») LNG a annoncé une décision d'investissement finale (« DIF ») positive, assujettie à deux conditions, pour son projet proposé d'installation de liquéfaction et d'exportation. La première condition, soit l'approbation par l'Assemblée législative de la Colombie-Britannique d'une entente de conception de projet entre PNW LNG et la province, a été remplie à la mi-juillet 2015. La deuxième condition est une décision réglementaire positive de la part du gouvernement du Canada à l'égard de l'évaluation environnementale du projet de PNW LNG.

Au troisième trimestre de 2015, nous avons reçu les permis restants de la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC »). Nous avons donc les 11 permis requis pour construire et exploiter TGPR.

De plus, le projet a reçu les permis environnementaux nécessaires de la B.C. Environmental Assessment Office en novembre 2014.

Toujours au troisième trimestre de 2015, nous avons annoncé la signature d'ententes de projet avec les Premières Nations de la rivière Blueberry et avec la bande Metlakatla. Nous poursuivons notre engagement à l'égard des Premières Nations et avons signé des ententes de projet avec neuf groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline.

Nous sommes prêts à entreprendre la construction suivant la confirmation de la DIF par PNW LNG. La mise en service du projet de TGPR est prévue avoir lieu en 2020, mais son calendrier sera harmonisé avec celui de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.

Le projet TGPR consiste en un gazoduc de 900 kilomètres (« km ») (559 milles) qui transportera du gaz depuis la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement avec le réseau de NGTL près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation de GNL proposée de PNW LNG, près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.

- *Coastal GasLink* : Nous avons reçu huit des dix permis de pipelines et d'installations nécessaires de la BCOGC et prévoyons recevoir les deux autres au quatrième trimestre de 2015. Nous poursuivons notre engagement à l'égard des Premières Nations et avons signé des ententes de projet avec huit groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline.

Le projet pipeline Coastal GasLink consiste en un gazoduc de 670 km (416 milles) qui transportera du gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de LNG Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique. Le projet est assujéti à l'obtention des approbations réglementaires et d'une DIF positive.

Pipelines de liquides :

- *Oléoduc Énergie Est* : En avril 2015, nous avons annoncé que nous n'allions pas procéder à la construction d'un terminal maritime ni d'un réservoir connexe à Cacouna, au Québec, et ce, en raison de la reclassification recommandée des bélugas parmi les espèces menacées. Les modifications apportées au projet doivent être soumises à l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») au quatrième trimestre de 2015. Dans l'intervalle, l'ONÉ a continué à traiter le processus de demande.

La modification de la portée du projet et certaines modifications à son calendrier devraient se traduire par une mise en service en 2020. Le coût estimatif initial de 12 milliards de dollars devrait augmenter en raison de l'affinement de la portée à la suite des consultations avec les parties prenantes et de l'accroissement des coûts de construction en fonction des révisions apportées au calendrier.

- *Keystone XL* : En janvier 2015, le Département d'État des États-Unis a relancé l'examen de l'intérêt national et a demandé aux huit organismes fédéraux y jouant un rôle de déterminer si Keystone XL sert les intérêts nationaux. Tous les organismes ont soumis leurs commentaires. L'issue de la demande de permis présidentiel en instance pour le projet Keystone XL et le moment de la réponse demeurent incertains.

Toujours en janvier 2015, Keystone XL a entrepris des procédures d'expropriation contre des propriétaires fonciers au Nebraska qui n'avaient pas volontairement consenti de servitudes. Ces actions ont été intentées conformément au pouvoir d'expropriation accordé par l'approbation du tracé de rechange par le gouverneur du Nebraska en 2013. Plusieurs propriétaires fonciers ont contesté ces actions devant le tribunal de district du Nebraska au motif que la loi autorisant l'approbation du gouverneur représentait une violation de la constitution du Nebraska.

En octobre 2015, nous avons retiré nos procédures d'expropriation et nous avons suspendu les procédures devant le tribunal constitutionnel. Les plaignants contestent le rejet du cas; une audience à cet effet a eu lieu le 19 octobre, et une décision est attendue au quatrième trimestre de 2015.

Le 5 octobre 2015, nous avons présenté à la Public Service Commission (« PSC ») du Nebraska une demande d'approbation du tracé dans l'État du Nebraska. Le tracé soumis pour approbation est le même que celui qui avait été approuvé par le ministère de la Qualité de l'environnement du Nebraska en janvier 2013. Après un examen attentif, nous croyons qu'il s'agit de l'approche la plus appropriée en vue d'une approbation et nous attendons une décision de la PSC d'ici le troisième trimestre de 2016. Le 2 novembre 2015, nous avons adressé une lettre au Secrétaire d'État américain John Kerry pour demander que le Département d'État interrompe sa revue de la demande de permis présidentiel pour Keystone XL pendant que nous sollicitons l'approbation du tracé auprès de la PSC du Nebraska.

Le 5 août 2015, la Public Utility Commission (« PUC ») du Dakota du Sud a mis fin aux audiences ayant fait suite à la demande de Keystone XL de certifier à nouveau la validité de son permis dans cet État. La PUC devrait prendre sa décision d'ici le premier trimestre de 2016.

Au 30 septembre 2015, nous avons investi 2,4 milliards de dollars US dans ce projet et nous avons de plus capitalisé des intérêts de 0,4 milliard de dollars US.

- *Pipeline Grand Rapids* : Le 6 août 2015, Grand Rapids Pipeline Limited Partnership (« Grand Rapids ») a conclu une entente en vue de contribuer à la portion extrême sud du pipeline de diluant Grand Rapids, de 20 pouces de diamètre. Il s'agit d'une coentreprise détenue à parts égales avec Keyera Corp. (« Keyera »). Nous serons responsables de la construction du pipeline, de 45 km de longueur (28 milles), qui s'étendra du terminal de Keyera, à Edmonton, au terminal de Heartland, près de Fort Saskatchewan. Keyera participera également à la construction d'une nouvelle station de pompage au terminal d'Edmonton. Nous prévoyons que la contribution totale de Grand Rapids dans le cadre du projet de coentreprise sera de quelque 140 millions de dollars. Une fois la construction terminée et les installations en service, Keyera exploitera le pipeline. La mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2017, sous réserve des approbations réglementaires requises.

Énergie :

- *Acquisition d'Ironwood* : Le 8 octobre 2015, nous avons conclu une entente visant l'acquisition, auprès de Talen Energy Corporation, de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, d'une capacité nominale de 778 mégawatts (« MW »), en contrepartie de 654 millions de dollars US.

La centrale Ironwood fournit de l'énergie au marché de l'électricité de PJM, le plus grand secteur énergétique nord-américain et celui qui comporte le plus d'énergie liquide, notamment dans le cadre d'une entente de trois ans déterminée aux enchères du marché de la capacité future. Les installations fournissent une plateforme robuste à partir de laquelle nous pourrions continuer à augmenter notre clientèle de gros, commerciale et industrielle dans la région. Positionnées stratégiquement à proximité des formations schisteuses de Marcellus, les installations permettent l'accès à du gaz naturel à prix concurrentiel dans un marché qui est en train d'effectuer la transition des centrales au charbon aux centrales au gaz naturel.

L'acquisition devrait avoir des effets immédiats sur le résultat et les flux de trésorerie. Plus précisément, l'acquisition devrait permettre de générer un BAIIA d'environ 90 millions de dollars US à 110 millions de dollars US annuellement par l'intermédiaire de paiements de capacité et de ventes d'énergie.

L'acquisition sera financée en partie par les fonds en caisse et en partie par notre capacité d'endettement. La clôture de la transaction est prévue pour le début du premier trimestre de 2016, sous réserve du respect de certaines conditions.

- *Bécancour* : En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec visant à modifier le contrat d'approvisionnement en électricité pour la centrale de Bécancour. Cette modification permet à Hydro-Québec de distribuer une puissance hivernale de pointe garantie de 570 MW à partir de la centrale de Bécancour sur une période de 20 ans à compter de décembre 2016. Les paiements annuels reçus pour ce nouveau service s'ajouteront aux paiements de capacité actuels versés aux termes de l'entente. La Régie de l'énergie a approuvé le contrat modifié en octobre 2015.

Siège social :

- Notre conseil d'administration a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2015, un dividende trimestriel de 0,52 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Ce montant trimestriel correspond à un dividende annualisé de 2,08 \$ par action ordinaire.
- *Activités de financement* : En juillet 2015, nous avons émis des billets à moyen terme venant à échéance le 17 juillet 2025 et portant intérêt à 3,30 % pour un montant de 750 millions de dollars. En octobre 2015, nous avons émis des billets à moyen terme venant à échéance le 15 novembre 2041 et portant intérêt à 4,55 % pour un montant de 400 millions de dollars.
- Le produit net de ces émissions sera utilisé à des fins générales et permettra de réduire la dette à court terme ayant servi au financement d'une partie de notre programme d'investissement et utilisée à des fins générales.
- *Changements dans l'équipe de direction et restructuration de l'entreprise* : Le 1^{er} octobre 2015, Alex Pourbaix a été nommé chef de l'exploitation. Don Marchand a été nommé vice-président directeur, Expansion des affaires et chef des finances et Kristine Delkus a été nommée vice-présidente directrice, Relations avec les parties prenantes et chef du contentieux. Enfin, Jim Baggs, vice-président directeur, Exploitation et ingénierie, a annoncé son intention de prendre sa retraite au début de 2016.

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration de l'entreprise. Bien que notre stratégie d'entreprise ne soit aucunement modifiée, nous avons entrepris cette initiative en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles. Nous prévoyons instaurer des changements au quatrième trimestre de 2015 et en 2016.

Téléconférence et webémission :

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le mardi 3 novembre 2015 pour discuter des résultats financiers du troisième trimestre de 2015. 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 9 h (HR) ou 11 h (HE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.225.6564 ou le 416.340.2218 (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 (HE), le 10 novembre 2015; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 9292695.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sous le profil de TransCanada sur SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur 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 68 000 kilomètres (42 100 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 10 900 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 blog](#) 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 de TransCanada aux actionnaires, daté du 2 novembre 2015, ainsi que le rapport annuel de 2014, 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 fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable 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 2 novembre 2015.

- 30 -

Renseignements aux médias :

Mark Cooper ou Davis Sheremata
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta ou Lee Evans
403.920.7911 ou 800.361.6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2015

Points saillants des résultats financiers

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice				
Produits	2 944	2 451	8 449	7 569
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	402	457	1 218	1 285
par action ordinaire - de base et dilué	0,57 \$	0,64 \$	1,72 \$	1,81 \$
BAIIA comparable ¹	1 483	1 387	4 381	4 000
Résultat comparable ¹	440	450	1 302	1 204
par action ordinaire ¹	0,62 \$	0,63 \$	1,84 \$	1,70 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 140	1 071	3 354	3 090
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	107	171	(378)	250
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 247	1 242	2 976	3 340
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	976	744	2 748	2 381
Projets d'investissement en cours d'aménagement	130	207	465	504
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	105	66	303	195
Acquisitions	—	181	—	181
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	—	187
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,52 \$	0,48 \$	1,56 \$	1,44 \$
Actions ordinaires en circulation - de base (en millions)				
Moyenne de la période	709	708	709	708
Fin de la période	709	709	709	709

- 1 Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation 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

2 novembre 2015

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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, 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 afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2014.

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 2014.

Tous les renseignements sont en date du 2 novembre 2015 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;
- 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

- 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;
- 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

- 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;
- 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 2014.

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;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- amortissement comparable;
- 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 à l'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 d'exploitation, 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 à l'exploitation.

Mesures comparables

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. 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
BAIL comparable	bénéfice sectoriel
amortissement comparable	amortissement
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. Il peut s'agir notamment :

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

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 - troisième trimestre de 2015

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Gazoducs	528	484	1 648	1 566
Pipelines de liquides	287	226	783	613
Énergie	249	359	730	832
Siège social	(45)	(37)	(140)	(107)
Total du bénéfice sectoriel	1 019	1 032	3 021	2 904
Intérêts débiteurs	(341)	(304)	(990)	(875)
Intérêts créditeurs et autres charges	16	17	83	63
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	694	745	2 114	2 092
Charge d'impôts	(223)	(239)	(680)	(625)
Bénéfice net	471	506	1 434	1 467
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(46)	(25)	(145)	(110)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	425	481	1 289	1 357
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(24)	(71)	(72)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	402	457	1 218	1 285
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,57 \$	0,64 \$	1,72 \$	1,81 \$

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué respectivement de 55 millions de dollars et de 67 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes de 2014. Les résultats de 2015 comprennent les éléments suivants :

- une charge de 6 millions de dollars après les impôts inscrite au troisième trimestre et des indemnités de cessation d'emploi de 14 millions de dollars après les impôts inscrites pour la période de neuf mois, dans le cadre d'une initiative de restructuration visant à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et d'une restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs à la suite de retards dans le cadre de certains projets majeurs au deuxième trimestre de 2015;
- un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts au deuxième trimestre de 2015 en raison d'une augmentation de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015.

Les résultats de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 comprennent également les éléments suivants :

- un gain à la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité qui s'élève à 99 millions de dollars après les impôts;
- une perte nette de 32 millions de dollars après les impôts découlant de l'échéance d'un contrat de Niska Gas Storage.

Les résultats des deux périodes comprennent 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, le résultat comparable a respectivement reculé de 10 millions de dollars et grimpé de 98 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes de 2014. 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	402	457	1 218	1 285
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	34	—
Coûts de restructuration	6	—	14	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(99)
Résiliation du contrat avec Niska	—	1	—	32
Activités de gestion des risques ¹	32	(8)	36	(14)
Résultat comparable	440	450	1 302	1 204
Bénéfice net par action ordinaire	0,57 \$	0,64 \$	1,72 \$	1,81 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	0,05	—
Coûts de restructuration	0,01	—	0,02	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(0,14)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	0,04
Activités de gestion des risques ¹	0,04	(0,01)	0,05	(0,01)
Résultat comparable par action	0,62 \$	0,63 \$	1,84 \$	1,70 \$

1

Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	(14)	2	(7)	—
Installations énergétiques aux États-Unis	(5)	41	(22)	30
Stockage de gaz naturel	2	7	2	4
Change	(26)	(32)	(25)	(9)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	11	(10)	16	(11)
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(32)	8	(36)	14

Le résultat comparable a diminué de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le recul du résultat de Bruce Power en raison de la baisse des volumes, laquelle est attribuable à un nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus accru et à une hausse des dépenses d'exploitation de Bruce A, ainsi qu'en raison d'une baisse des activités contractuelles et d'une augmentation des dépenses d'exploitation, lesquelles ont été partiellement contrebalancées par une baisse de la charge locative de Bruce B;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- l'augmentation des intérêts débiteurs attribuables aux nouvelles émissions de titres d'emprunt;
- le relèvement du résultat attribuable au secteur Pipelines de liquides en raison de l'accroissement des volumes non visés par des contrats du réseau d'oléoducs Keystone;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels, laquelle a été partiellement contrebalancée par le recul des prix de capacité réalisés de New York;

- la hausse des revenus de transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, qui a été partiellement annulée par l'accroissement des dépenses relatives aux travaux d'ANR servant à assurer l'intégrité des pipelines;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de l'augmentation du résultat des installations d'énergie solaire en Ontario acquises au deuxième semestre de 2014.

Le résultat comparable s'est accru de 98 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments qui suivent :

- le relèvement du résultat attribuable au secteur Pipelines de liquides en raison de l'accroissement des volumes non visés par des contrats du réseau d'oléoducs Keystone;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de l'augmentation du résultat des installations d'énergie solaire en Ontario acquises en 2014, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels, laquelle a été principalement contrebalancée par le recul des prix de capacité réalisés de New York et par la baisse du résultat provenant des actifs productifs aux États-Unis en raison de l'incidence de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et de la diminution de la production;
- le relèvement du résultat attribuable aux pipelines aux États-Unis et à l'étranger en raison de la hausse des revenus de transport de l'axe sud-est du pipeline d'ANR et du règlement conclu au premier trimestre de 2015 entre ANR et le propriétaire d'installations adjacentes pour interruption des services commerciaux d'ANR, qui a été partiellement annulé par l'accroissement des dépenses relatives aux travaux d'ANR servant à assurer l'intégrité des pipelines ainsi que le résultat supérieur découlant du prolongement de Tamazunchale, qui a été mis en service en 2014;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- l'augmentation des intérêts débiteurs attribuables aux émissions de titres d'emprunt.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre par rapport à la période correspondante en 2014 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis, toutefois cet effet a été annulé en partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains et par les pertes réalisées sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition.

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 11 milliards de dollars destiné à des projets à court terme de petite et moyenne envergure, un montant de 35 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et long terme de grande échelle garantis sur le plan commercial et un montant de 1 milliard de dollars au titre des acquisitions. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change, de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction et des intérêts capitalisés.

Les coûts estimatifs des projets sont généralement déterminés selon les estimations les plus récentes et sont assujettis à des ajustements 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 30 septembre 2015 (non audité - en milliards de dollars)		Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Secteur				
Projets de petite et moyenne envergure, à court terme				
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2016	0,6 US	0,5 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,8 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,3 US
Grand Rapids ¹	Pipelines de liquides	2016-2017	1,5	0,4
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,5
Réseau principal au Canada	Gazoducs	2015-2016	0,4	—
Réseau de NGTL - North Montney	Gazoducs	2017	1,7	0,3
- Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2018	2,7	0,2
- Autres	Gazoducs	2015-2017	0,5	0,2
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,3
			10,8	3,5
Projets de grande échelle, à moyen et long terme				
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	²	0,9	0,1
Upland	Pipelines de liquides	2020	0,6 US	—
Projets de Keystone				
Keystone XL ³	Pipelines de liquides	⁴	8,0 US	2,4 US
Terminal Hardisty de Keystone	Pipelines de liquides	⁴	0,3	0,2
Projets Énergie Est				
Énergie Est ⁵	Pipelines de liquides	2020	12,0	0,7
Réseau principal de l'Est	Gazoducs	2019	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique				
Coastal GasLink	Gazoducs	2019+	4,8	0,3
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	2020	5,0	0,4
Réseau de NGTL - Merrick	Gazoducs	2020	1,9	—
			35,5	4,2
Acquisition				
Ironwood		2016	0,7 US	—
			47,0	7,7

1 Correspond à notre participation de 50 %.

2 Date de mise en service à harmoniser en fonction des exigences de l'industrie.

3 Coût estimatif du projet en fonction du moment de l'obtention du permis présidentiel.

4 Environ deux ans à partir de la date de réception du permis de Keystone XL.

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

Perspectives

Les perspectives quant aux résultats de 2015 sont les mêmes que celles énoncées dans le rapport annuel de 2014. Pour plus de renseignements au sujet de nos perspectives, voir le rapport de gestion compris dans notre rapport annuel de 2014.

Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations s'élèveront à environ 5 milliards de dollars en 2015, en baisse de 1 milliard de dollars par rapport aux perspectives énoncées précédemment dans notre rapport annuel de 2014 en raison de retards dans l'exécution des projets.

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 (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	812	750	2 493	2 357
Amortissement comparable ¹	(284)	(266)	(845)	(791)
BAIL comparable	528	484	1 648	1 566
Postes particuliers ²	—	—	—	—
Bénéfice sectoriel	528	484	1 648	1 566

1 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a progressé de 44 millions de dollars et de 82 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014 et est équivalent au BAIL comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	289	311	876	938
Réseau de NGTL	226	213	675	637
Foothills	26	26	81	80
Autres gazoducs au Canada ¹	7	7	21	17
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	548	557	1 653	1 672
Amortissement comparable	(212)	(206)	(632)	(613)
BAIL comparable des gazoducs au Canada	336	351	1 021	1 059
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	54	31	177	142
TC PipeLines, LP ^{1,2}	25	18	76	65
Great Lakes ³	8	8	35	36
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , Iroquois ¹ , GTN ⁵ , Portland ⁶)	13	26	66	100
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	44	43	138	117
Échelle internationale et autres ^{1,7}	(2)	(3)	2	(5)
Participations sans contrôle ⁸	68	49	208	176
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	210	172	702	631
Amortissement comparable	(55)	(54)	(169)	(162)
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	155	118	533	469
Incidence du change	49	10	138	44
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	204	128	671	513
BAIIA et BAIL comparables découlant de l'expansion des affaires	(12)	5	(44)	(6)
BAIL comparable du secteur des gazoducs	528	484	1 648	1 566

- 1 Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.
- 2 En août 2014, TC Pipelines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché, ce qui réduit, lorsqu'il est utilisé, notre participation dans TC Pipelines, LP. Le 1^{er} octobre 2014, nous avons vendu notre participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Bison et Great Lakes, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au			
	30 septembre 2015	1 ^{er} avril 2015	1 ^{er} octobre 2014	1 ^{er} janvier 2014
TC PipeLines, LP	28,2	28,3	28,3	28,9
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
Bison	28,2	28,3	28,3	20,2
GTN	28,2	28,3	19,8	20,2
Great Lakes	13,1	13,1	13,1	13,4

- 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} octobre 2014, nous n'avons aucune participation directe dans Bison. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013.
- 5 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.
- 6 Ces données représentent notre participation de 61,7 %.
- 7 Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Gas Pacifico/INNERGY et de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.
- 8 Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

GAZODUCS AU CANADA

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon le RCA approuvé, la base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé, les revenus incitatifs ou les pertes et certains frais financiers. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA et le BAII comparable, mais non sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Réseau principal au Canada	47	61	161	185
Réseau de NGTL	70	61	200	182
Foothills	3	5	11	13

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a baissé de 14 millions de dollars et de 24 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014. Cette diminution du bénéfice net est principalement attribuable au RCA inférieur, soit 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2015, comparativement à un RCA de 11,5 % en 2014, et à une base d'investissement moins élevée en 2015, éléments contrebalancés en partie par la hausse des revenus incitatifs enregistrés en 2015, principalement au deuxième trimestre.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 9 millions de dollars et de 18 millions de dollars, comparativement aux mêmes périodes en 2014, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et des pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réalisées en 2014 aux termes du règlement de NGTL pour 2013-2014.

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 a augmenté de 38 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, comparativement à la même période en 2014. Cette hausse est imputable à l'incidence nette de l'accroissement des revenus de transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, contrebalancé en partie par la progression des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a augmenté de 71 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, comparativement à la même période en 2014. Cette hausse est imputable à l'incidence nette des facteurs suivants :

- la hausse des revenus de transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et le règlement conclu au premier trimestre de 2015 entre ANR et un propriétaire d'installations adjacentes pour dommages causés à un pipeline d'ANR, facteurs partiellement contrebalancés par l'accroissement des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR;
- le résultat supérieur découlant du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014.

Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 18 millions de dollars et de 54 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, comparativement aux mêmes périodes en 2014, principalement en raison du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL, de l'amortissement relatif à l'achèvement du prolongement de Tamazunchale et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires ont augmenté de 17 millions de dollars et de 38 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, en raison surtout de l'intensification des activités d'expansion des affaires ainsi que du recouvrement, au troisième trimestre de 2014, des sommes dues par les partenaires en 2013 en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act*.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION - GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	4 840	5 632	6 599	6 205	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	1 204	1 264	2 871	2 857	1 212	1 202
Moyenne quotidienne	4,4	4,6	10,5	10,5	4,4	4,4

- 1 Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 833 Gpi³ (940 Gpi³ en 2014). La moyenne quotidienne était de 3,1 Gpi³ (3,5 Gpi³ en 2014).
- 2 Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, les réceptions sur place ont totalisé 2 994 Gpi³ (2 857 Gpi³ en 2014). La moyenne quotidienne était de 11,0 Gpi³ (10,5 Gpi³ en 2014).
- 3 Selon les tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne n'influent pas sur les résultats.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	355	281	980	771
Amortissement comparable ¹	(68)	(55)	(197)	(158)
BAII comparable	287	226	783	613
Postes particuliers ²	—	—	—	—
Bénéfice sectoriel	287	226	783	613

1 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 61 millions de dollars et de 170 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014 et est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Réseau d'oléoducs Keystone	363	275	997	779
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(8)	6	(17)	(8)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	355	281	980	771
Amortissement comparable	(68)	(55)	(197)	(158)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	287	226	783	613
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	58	58	175	157
Dollars US	173	155	480	417
Incidence du change	56	13	128	39
	287	226	783	613

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 s'est accru de 88 millions de dollars et de 218 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 par rapport aux mêmes périodes en 2014. Cette augmentation est attribuable principalement aux éléments suivants :

- l'accroissement des volumes non liés à des contrats;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change;
- le résultat supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc sur la côte du golfe, mis en service vers la fin de janvier 2014.

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires ont augmenté de 14 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 en raison de l'intensification des activités d'expansion des affaires.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 13 millions de dollars et de 39 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc sur la côte du golfe et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

Énergie

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	345	387	1 005	963
Amortissement comparable ¹	(79)	(76)	(248)	(230)
BAI comparable	266	311	757	733
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	108
Résiliation du contrat avec Niska	—	(2)	—	(43)
Activités de gestion des risques	(17)	50	(27)	34
Bénéfice sectoriel	249	359	730	832

1 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a diminué de 110 millions de dollars et de 102 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014 et il comprend les gains et les pertes non réalisés découlant des activités de gestion des risques qui suivent :

Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	(14)	2	(7)	—
Installations énergétiques aux États-Unis	(5)	41	(22)	30
Stockage de gaz naturel	2	7	2	4
Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(17)	50	(27)	34

Les écarts sur 12 mois 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.

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

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	24	75	73	193
Installations énergétiques de l'Est	87	76	309	239
Bruce Power	57	111	202	199
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada¹	168	262	584	631
Amortissement comparable	(47)	(44)	(141)	(133)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada¹	121	218	443	498
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	141	117	338	291
Amortissement comparable	(23)	(26)	(78)	(80)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	118	91	260	211
Incidence du change	36	8	68	19
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	154	99	328	230
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	(1)	3	8	32
Amortissement comparable	(3)	(3)	(9)	(9)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	(4)	—	(1)	23
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(5)	(6)	(13)	(18)
BAII comparable du secteur de l'énergie¹	266	311	757	733

1 Ces données incluent la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, de Portlands Energy et de Bruce Power.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a chuté de 42 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 comparativement à la même période en 2014, un effet net des éléments suivants :

- le recul du résultat de Bruce Power en raison de la baisse des volumes, laquelle est attribuable à un nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus accru et à une hausse des dépenses d'exploitation de Bruce A, ainsi qu'en raison d'une baisse des activités contractuelles et d'une augmentation des dépenses d'exploitation, lesquelles ont été partiellement contrebalancées par une baisse de la charge locative de Bruce B;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels, laquelle a été partiellement contrebalancée par le recul des prix de capacité réalisés de New York;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison du résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire en Ontario acquises en 2014;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 42 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 comparativement à la même période en 2014, un effet net des éléments suivants :

- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de l'augmentation du résultat des installations d'énergie solaire en Ontario acquises en 2014, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels, laquelle a été principalement contrebalancée par le recul des prix de capacité réalisés de New York et par la baisse du résultat provenant des actifs productifs aux États-Unis en raison de l'incidence de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et de la diminution de la production;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- le bénéfice moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits¹				
Installations énergétiques de l'Ouest	126	206	412	547
Installations énergétiques de l'Est	119	92	358	322
Autres ²	1	—	49	57
	246	298	819	926
(Perte) bénéfice tiré(e) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	(2)	14	13	42
Achats de produits de base revendus	(83)	(105)	(266)	(296)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(64)	(54)	(191)	(240)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	14	(2)	7	—
BAlIA comparable	111	151	382	432
Amortissement comparable	(47)	(44)	(141)	(133)
BAlI comparable	64	107	241	299
Ventilation du BAlIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest	24	75	73	193
Installations énergétiques de l'Est	87	76	309	239
BAlIA comparable	111	151	382	432

- 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'Est et de l'Ouest. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAlIA comparable.
- 2 Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique de Cancarb jusqu'au 15 avril 2014, date de sa vente.
- 3 Ces données tiennent compte de notre quote-part (de la perte) du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part (de la perte) du bénéfice ne comprend pas les résultats liés à nos activités de gestion des risques.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	589	637	1 876	1 857
Installations énergétiques de l'Est	1 083	563	3 145	2 436
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness et autres ¹	2 948	2 791	7 808	8 189
Autres achats	67	2	95	9
	4 687	3 993	12 924	12 491
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 188	2 585	5 627	7 480
Installations énergétiques de l'Est	1 083	563	3 145	2 436
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	1 416	845	4 152	2 575
	4 687	3 993	12 924	12 491
Capacité disponible des centrales²				
Installations énergétiques de l'Ouest ³	96 %	96 %	97 %	95 %
Installations énergétiques de l'Est ^{4,5}	96 %	99 %	97 %	90 %

1 Ces données tiennent compte de notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership.

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 fournissent 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 La moindre capacité disponible des installations énergétiques de l'Est pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 est attribuable à un arrêt à des fins d'entretien au deuxième trimestre de 2014.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 51 millions de dollars et de 120 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, en raison de la diminution des prix réalisés pour l'électricité.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 59 % pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, passant de 64 \$ le MWh à 26 \$ le MWh, et a baissé de 34 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, passant de 56 \$ le MWh à 37 \$ le MWh, par rapport aux périodes correspondantes de 2014. L'ajout de nouvelles centrales au gaz naturel et éoliennes au cours des 12 derniers mois a contribué à un marché bien approvisionné. De plus, nous avons observé un nombre nettement moindre d'heures à prix élevé, et ce, malgré la période de consommation d'énergie de pointe de l'été. 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.

La diminution de la quote-part du bénéfice de 16 millions de dollars et de 29 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014 est principalement attribuable à l'incidence de la baisse des prix du marché au comptant en Alberta sur le bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui détient notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B. La quote-part du bénéfice ne comprend pas l'incidence des activités contractuelles connexes.

La baisse des prix au comptant de l'électricité en Alberta devrait se poursuivre à court terme et les résultats des installations énergétiques de l'Ouest en 2015 devraient être de beaucoup inférieurs à ceux de 2014 et moins élevés que ne laissaient prévoir nos perspectives initiales dans notre rapport annuel de 2014, et ce, en raison d'une offre excédentaire qui a perduré sur le marché de l'électricité en Alberta.

Au troisième trimestre de 2015, 61 % des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont eu lieu aux termes de contrats, comparativement à 75 % au troisième trimestre de 2014.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a progressé de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 comparativement à la même période en 2014, surtout en raison du résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en 2014.

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est s'est accru de 70 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 comparativement à la même période en 2014, surtout en raison du résultat supplémentaire provenant des installations solaires acquises en 2014, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour, de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la hausse du résultat de Halton Hills.

BRUCE POWER

Quote-part nous revenant

(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹				
Bruce A	16	62	163	109
Bruce B	41	49	39	90
	57	111	202	199
Comprend ce qui suit :				
Produits	298	330	945	895
Charges d'exploitation	(159)	(140)	(498)	(461)
Amortissement et autres	(82)	(79)	(245)	(235)
	57	111	202	199
Bruce Power - Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²				
Bruce A	73 %	83 %	87 %	76 %
Bruce B	98 %	99 %	83 %	92 %
Capacité cumulée de Bruce Power	86 %	91 %	85 %	84 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	87	34	126	118
Bruce B	1	—	161	74
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	8	25	19	130
Bruce B	—	—	11	—
Volumes des ventes (en GWh) ¹				
Bruce A	2 374	2 653	8 339	7 227
Bruce B	2 247	2 262	5 631	6 282
	4 621	4 915	13 970	13 509
Prix de vente réalisé par MWh ³				
Bruce A	73 \$	72 \$	73 \$	72 \$
Bruce B	54 \$	55 \$	54 \$	55 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	62 \$	62 \$	63 \$	62 \$

1 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. 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 de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce A a accusé un recul de 46 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 comparativement à la même période de 2014, principalement en raison de la baisse des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la hausse des charges d'exploitation.

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce A a augmenté de 54 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 par rapport à la même période en 2014, principalement en raison de l'augmentation des volumes résultant de la diminution des jours d'arrêt d'exploitation imprévus, partiellement contrée par l'accroissement des charges d'exploitation.

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce B a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 comparativement à la même période de 2014, principalement en raison des

pertes sur les activités contractuelles et de la hausse des charges d'exploitation, lesquelles ont été partiellement contrebalancées par la diminution de la charge locative aux termes du contrat de location avec l'Ontario Power Generation (« OPG »).

La quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce B a diminué de 51 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 comparativement à la même période de 2014, principalement en raison de la diminution des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus, des pertes sur les activités contractuelles et de la montée des charges d'exploitation, effets partiellement contrebalancés par une diminution de la charge locative aux termes du contrat de location avec l'OPG. En avril 2015, tous les réacteurs de Bruce B ont été mis hors service pour permettre l'inspection du bâtiment sous vide de Bruce B, inspection qui doit avoir lieu environ une fois tous les dix ans, selon les exigences de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. L'inspection, de même que l'entretien prévu du réacteur 6, ont été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2015.

Aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh qui est ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix fixe de Bruce A	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 mars 2016	73,42 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$

Aux termes du même contrat, toute l'électricité produite par les réacteurs de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 mars 2016	54,13 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Nous prévoyons que les prix au comptant de l'électricité demeureront sous le prix plancher tout au long de 2015. Par conséquent, aucun montant reçu conformément au mécanisme de prix plancher en 2015 ne devrait être remboursé. Les montants reçus au-delà de celui-ci au premier trimestre de 2014 ont été remboursés à la SIERE en janvier 2015.

Le contrat conclu avec la SIERE prévoit par ailleurs 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 fixe, le prix plancher ou le prix sur le marché au comptant qui s'applique aux termes du contrat.

Bruce B 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.

Les pourcentages de capacité globale disponible pour 2015 devraient se situer autour de 85 % pour Bruce A et Bruce B. En juillet 2015, une période d'arrêt a commencé en raison de travaux à effectuer sur le réacteur 4 de Bruce A. Les travaux devraient se terminer au début de novembre 2015.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits				
Installations énergétiques ¹	568	439	1 552	1 493
Capacité	99	112	254	278
	667	551	1 806	1 771
Achats de produits de base revendus	(412)	(260)	(1 159)	(1 027)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(118)	(137)	(326)	(426)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	4	(37)	17	(27)
BAIIA comparable	141	117	338	291
Amortissement comparable	(23)	(26)	(78)	(80)
BAII comparable	118	91	260	211

- 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 707	2 918	5 756	6 162
Achats	6 919	3 970	15 800	9 931
	9 626	6 888	21 556	16 093
Capacité disponible des centrales^{1,2}	93 %	94 %	77 %	89 %

- 1 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- 2 La capacité disponible des centrales a été moins élevée pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 que pour les mêmes périodes en 2014 en raison d'une interruption de service imprévue aux installations de Ravenswood. La centrale a été remise en service en mai 2015.

Installations énergétiques aux États-Unis - Données complémentaires

(non audité)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollar US par MWh)				
Nouvelle-Angleterre ¹	29	34	47	73
New York ²	31	35	44	70
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant de New York² (en dollars US par kilowatt par mois)	15,27	18,47	12,18	14,64

- 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.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est accru de 24 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 par rapport à la même période en 2014, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des marges et la hausse des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et ceux de la Nouvelle-Angleterre;
- le recul des prix de capacité réalisés de New York.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 47 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 par rapport à la même période en 2014, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des marges et la hausse des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et ceux de la Nouvelle-Angleterre;
- le recul des prix de capacité réalisés de New York;
- la baisse des prix réalisés pour l'électricité et celle de la production à nos installations à New York et en Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancées par la baisse des coûts du combustible.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont affiché une baisse pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 par rapport aux mêmes périodes en 2014. En Nouvelle-Angleterre, les prix au comptant de l'électricité pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 ont chuté respectivement de 15 % et de 36 % comparativement aux mêmes périodes en 2014. À New York, les prix au comptant de l'électricité ont faibli respectivement de 11 % et de 37 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014. Les deux marchés ont connu une baisse des prix du gaz naturel en 2015 comparativement à 2014. Les baisses du prix du mazout et l'augmentation de la disponibilité du gaz naturel liquéfié à l'hiver 2015 ont contribué à atténuer l'incidence des contraintes liées aux pipelines et à limiter les pointes de prix marquées par rapport à l'hiver 2014.

Le prix de capacité sur le marché au comptant à New York a baissé en moyenne de 17 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014, principalement en raison de l'augmentation de l'approvisionnement opérationnel disponible sur le marché de la zone J de New York.

Les volumes physiques d'électricité et les volumes achetés d'électricité vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été plus élevés qu'aux mêmes périodes en 2014 puisque nous avons élargi notre clientèle sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre. La baisse des prix des produits de base et l'atténuation de la volatilité des prix ont contribué à l'augmentation des marges sur vente aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel en réduisant les coûts liés aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité envers ces derniers.

Au 30 septembre 2015, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 1 500 GWh d'électricité, ou 72 % de leur production prévue, pour le reste de 2015 et pour environ 4 800 GWh, ou 52 % de leur production prévue, pour 2016. 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.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable du secteur a baissé respectivement de 4 millions de dollars et de 24 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014. Ces diminutions proviennent principalement de la baisse des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et du stockage auprès de tiers par suite de la réduction des écarts des prix du gaz naturel réalisés et de l'extrême volatilité des prix du gaz naturel au premier trimestre de 2014.

Faits récents

GAZODUCS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL possède environ 6,8 milliards de dollars d'installations liées à l'offre et à la demande en cours d'aménagement. Les approbations au titre de la réglementation ont été reçues pour environ 2,8 milliards de dollars pour ces installations, dont des installations d'une valeur de 800 millions de dollars sont en cours de construction. Au troisième trimestre de 2015, nous avons poursuivi l'avancement de plusieurs projets d'investissement et nous avons présenté des demandes pour d'autres installations d'une valeur d'environ 500 millions de dollars qui doivent faire l'objet d'un examen réglementaire en vue de leur approbation. Nous avons également reçu d'autres demandes de services de réception garantie, lesquelles devraient entraîner une hausse des dépenses en immobilisations totales du réseau de NGTL au-delà des prévisions annoncées antérieurement pour le programme et nous continuons de travailler avec nos clients pour mieux répondre à leurs exigences relatives aux dates de mise en service en 2016, 2017 et 2018.

Réseau principal North Montney

En avril 2015, l'ONÉ a publié un rapport recommandant au gouvernement fédéral d'approuver le projet de canalisation principale North Montney, de 1,7 milliard de dollars, qui se traduira par une nouvelle capacité importante sur le réseau NGTL, ce qui permettra de répondre aux exigences en matière de transport liées à l'accroissement rapide de la mise en valeur des ressources de gaz naturel dans le bassin de Montney, situé dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Le projet permettra aux ressources du bassin de Montney et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien d'accéder aux marchés du gaz naturel en place et futurs, y compris des marchés de GNL.

Le projet de canalisation principale North Montney sera formé de deux tronçons de gazoduc de 42 pouces de diamètre, Aitken Creek et Kahta, pour un total de quelque 301 km (187 milles) de longueur; seront également compris les installations de comptage, l'emplacement des vannes et les installations de compression. Le projet inclut également un point de raccordement avec notre projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR ») permettant de fournir du gaz naturel à l'installation de liquéfaction et d'exportation de GNL proposée de Pacific NorthWest (« PNW ») LNG, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. Nous nous attendons à ce que la mise en service du tronçon d'Aitken Creek et du tronçon de Kahta ait lieu en 2017.

L'ONÉ a également approuvé la conception des droits intégrée demandée pour le projet de canalisation principale North Montney sur une période de transition, à certaines conditions que nous évaluons à l'heure actuelle. Après la période de transition, nous pourrions soit soumettre une méthode de tarification révisée à l'ONÉ, soit appliquer des droits calculés à part pour le projet. Nous collaborons avec les expéditeurs pour déterminer une approche appropriée qui répond le mieux aux exigences du marché.

Le gouvernement fédéral a approuvé les recommandations du rapport de l'ONÉ. En juin 2015, l'organisme a délivré un certificat d'utilité publique afin de permettre au projet d'aller de l'avant sous réserve de certaines modalités. Selon l'une de ces modalités, la construction du projet de canalisation principale North Montney peut commencer uniquement après la confirmation de la réception d'une décision d'investissement finale (« DIF ») à l'égard du projet proposé de PNW LNG et que nous allons de l'avant avec la construction du projet TGPR.

Réseau principal au Canada

Entente conclue avec des sociétés de distribution locales à propos d'Énergie Est et du projet du réseau principal de l'Est

Le 24 août 2015, nous avons annoncé la conclusion d'une entente avec des sociétés de distribution locales de l'Est qui règle les problèmes que ces dernières avaient avec Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est. L'entente respecte l'engagement précédent de la société, c'est-à-dire s'assurer qu'Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est fournissent aux consommateurs de gaz de l'Est du Canada une capacité de transport de gaz naturel suffisante et obtenir une réduction des coûts de transport de gaz naturel. Dans le cadre de l'entente, nous établirons la taille du projet du réseau principal de l'Est pour qu'il respecte tous les engagements fermes que

nous avons pris, y compris les contrats de transport de gaz découlant des appels de soumissions pour la nouvelle capacité de 2016-2017 et une capacité additionnelle d'environ 50 millions de pieds cubes par jour.

Projet du réseau principal de l'Est

Le coût en capital du projet du réseau principal de l'Est est maintenant estimé à 2,0 milliards de dollars, et sa mise en service est prévue pour 2019. Cette augmentation découle de la révision de la portée du projet à la suite de l'entente conclue avec des sociétés de distribution locales et de la mise à jour des estimations de coûts.

Dépôt de conformité relatif aux tarifs pour les services de transport du réseau principal au Canada de 2015 à 2020

En mars 2015, nous avons effectué un dépôt de conformité relatif aux tarifs en réponse à la décision RH-001-2014 rendue en novembre 2014 par l'ONÉ. En juin 2015, l'ONÉ a approuvé la demande de droits conforme à la décision sans modification, ce qui a notamment permis la constatation de revenus incitatifs, tels qu'approuvés par l'ONÉ. Ces droits définitifs sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2015.

Projet de pipeline de raccordement King's North

En juin 2015, l'ONÉ a approuvé la construction du projet de pipeline de raccordement King's North afin d'augmenter la capacité de transfert de gaz dans la région du Grand Toronto et d'offrir la souplesse nécessaire aux expéditeurs pour gérer l'offre croissante de gaz du bassin de Marcellus, dans le Nord-Est des États-Unis. Le projet devrait coûter environ 220 millions de dollars et devrait être en service d'ici le quatrième trimestre de 2016.

Gazoducs aux États-Unis

Vente de GTN Pipeline à TC PipeLines, LP

En avril 2015, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans GTN à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 446 millions de dollars US plus un ajustement du prix d'achat de 11 millions de dollars US. Le produit de l'opération de 457 millions de dollars US comporte un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission de nouvelles parts de catégorie B de TC PipeLines, LP pour un montant de 95 millions de dollars US. Les parts de catégorie B nous donnent droit à une distribution en trésorerie correspondant à 30 % des distributions en trésorerie annuelles de GTN compte tenu de certains seuils, soit 100 % des distributions excédant 20 millions de dollars US pendant les cinq premières années et 25 % des distributions excédant 20 millions de dollars US par la suite.

Projets de gazoducs de GNL

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En juin 2015, la société PNW LNG a annoncé une DIF positive, assujettie à deux conditions, pour le projet proposé d'installation de liquéfaction et d'exportation. La première condition est l'approbation, par l'Assemblée législative de la Colombie-Britannique, d'une entente de conception de projet entre PNW LNG et la Colombie-Britannique. Cette condition a été remplie en juillet 2015. La deuxième condition est une décision réglementaire positive de la part du gouvernement du Canada à l'égard de l'évaluation environnementale du projet de PNW LNG.

Au troisième trimestre de 2015, nous avons reçu les permis restants de la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC »). Nous avons donc les 11 permis requis pour construire et exploiter TGPR. Le projet a reçu les permis environnementaux nécessaires de la B.C. Environmental Assessment Office en novembre 2014.

Nous avons également annoncé, au troisième trimestre, la signature d'ententes de projet avec les Premières Nations de la rivière Blueberry et avec la bande Metlakatla. Nous poursuivons notre engagement à l'égard des Premières Nations et avons signé des ententes de projet avec neuf groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline.

Nous sommes prêts à entreprendre la construction suivant la confirmation de la DIF par PNW LNG. La mise en service du projet de TGPR est prévue avoir lieu en 2020, mais son calendrier sera harmonisé avec celui de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.

Coastal Gaslink

Nous avons reçu huit des dix permis de pipelines et d'installations nécessaires de la BCOGC et prévoyons recevoir les deux autres au quatrième trimestre de 2015. Nous poursuivons notre engagement à l'égard des Premières Nations et avons signé des ententes de projet avec huit groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline.

PIPELINES DE LIQUIDES

Latéral et terminal de Houston

La construction du latéral de Houston, sur une distance de 77 km (48 milles), et celle du terminal pétrolier se poursuit, ce qui permettra de prolonger le réseau d'oléoducs Keystone jusqu'aux raffineries de Houston au Texas. La capacité de stockage initiale du terminal devrait s'établir à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient désormais être achevés au deuxième trimestre de 2016.

Le 14 avril 2015, TransCanada et Magellan Midstream Partners L.P. (« Magellan ») ont annoncé un accord de développement conjoint visant le raccord de notre terminal de Houston et celui de l'est de Houston de Magellan. Nous détiendrons une participation de 50 % du projet d'oléoduc de 50 millions de dollars US, ce qui améliorera l'accès au marché de Houston pour notre réseau d'oléoducs Keystone. L'oléoduc devrait entrer en service au début de 2017, sous réserve des ententes définitives et de la réception des permis et approbations nécessaires.

Keystone XL

En janvier 2015, le Département d'État des États-Unis a relancé l'examen de l'intérêt national et a demandé aux huit organismes fédéraux y jouant un rôle de déterminer si Keystone XL sert les intérêts nationaux. Tous les organismes ont soumis leurs commentaires.

Le 2 février 2015, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a affiché sur son site Web une lettre de commentaires suggérant, entre autres, que le FSEIS rendu public par le Département d'État n'avait pas intégralement évalué les incidences sur l'environnement de Keystone XL et que, dans le contexte du repli du prix du pétrole brut, Keystone XL pourrait intensifier les taux de production à partir des sables bitumineux et des émissions de gaz à effet de serre. Le 10 février 2015, nous avons transmis une lettre au Département d'État contestant ces commentaires et d'autres commentaires énoncés dans la lettre de l'EPA, mais aussi proposant de collaborer avec le Département d'État pour assurer qu'il dispose de toute l'information pertinente pour lui permettre d'en arriver à la décision d'approuver Keystone XL.

Le 24 février 2015, le président Obama a opposé son droit de veto au projet de loi du Congrès, qui aurait autorisé la construction de l'oléoduc Keystone au-delà de la frontière internationale. Le président des États-Unis a soutenu que le projet de loi contournait le processus établi pour prendre une décision finale au sujet de la demande de permis. L'issue de la demande de permis présidentiel en instance pour le projet Keystone XL et le moment de la réponse demeurent incertains.

Le 29 juin 2015, nous avons fait parvenir une lettre au Département d'État contenant les faits nouveaux depuis le FSEIS de 2014, y compris davantage de preuves démontrant que le Canada prend des mesures importantes pour gérer ses émissions de carbone.

Le 5 août 2015, la Public Utility Commission (« PUC ») du Dakota du Sud a conclu son audience sur la demande de Keystone XL pour le renouvellement de son permis dans cet État. La PUC devrait faire connaître sa décision d'ici le premier trimestre de 2016.

En janvier 2015, Keystone XL a entrepris des procédures d'expropriation contre des propriétaires fonciers au Nebraska qui n'avaient pas volontairement consenti des servitudes. Ces actions ont été intentées conformément au pouvoir d'expropriation accordé par l'approbation du tracé de rechange par le gouverneur du Nebraska en 2013. Plusieurs propriétaires fonciers ont contesté ces actions devant le tribunal de district du Nebraska au motif que la loi autorisant l'approbation du gouverneur représentait une violation de la constitution du Nebraska. En octobre 2015, nous avons retiré nos procédures d'expropriation et nous avons suspendu les procédures devant le tribunal constitutionnel. Les plaignants contestent le rejet du cas. Une audience à cet effet a eu lieu le 19 octobre 2015 et une décision est attendue au quatrième trimestre de 2015.

Le 5 octobre 2015, nous avons présenté à la Public Service Commission (« PSC ») du Nebraska une demande d'approbation du tracé dans l'État du Nebraska. Le tracé soumis pour approbation est le même que celui qui avait été approuvé par le ministère de la Qualité de l'environnement du Nebraska en janvier 2013. Après un examen attentif, nous croyons qu'il s'agit de l'approche la plus appropriée en vue d'une approbation et nous attendons une décision de la PSC d'ici le troisième trimestre de 2016. Le 2 novembre 2015, nous avons adressé une lettre au Secrétaire d'État américain John Kerry pour demander que le Département d'État interrompe sa revue de la demande de permis présidentiel pour Keystone XL pendant que nous sollicitons l'approbation du tracé auprès de la PSC du Nebraska.

Au 30 septembre 2015, nous avons investi 2,4 milliards de dollars US dans ce projet et nous avons de plus capitalisé des intérêts de 0,4 milliard de dollars US.

Oléoduc Énergie Est

En avril 2015, nous avons annoncé que nous n'allions pas procéder à la construction d'un terminal maritime ni d'un réservoir connexe à Cacouna, au Québec, et ce, en raison de la reclassification recommandée des bélugas parmi les espèces menacées. Les modifications apportées au projet doivent être soumises à l'ONÉ au quatrième trimestre de 2015. Dans l'intervalle, l'ONÉ a continué à traiter le processus de demande.

La modification de la portée du projet et certaines modifications à son calendrier devraient se traduire par une mise en service en 2020. Le coût estimatif initial de 12 milliards de dollars devrait augmenter en raison de l'affinement de la portée à la suite des consultations avec les parties prenantes et de l'accroissement des coûts de construction en fonction des révisions apportées au calendrier.

Projet de pipeline Heartland et de terminaux de TC

En mai 2015, l'Alberta Energy Regulator a délivré un permis pour l'oléoduc Heartland. La date de mise en service sera fonction des exigences du marché, à savoir l'obtention d'une capacité supplémentaire entre la région de Heartland, près d'Edmonton, en Alberta, et Hardisty, en Alberta.

Les cours du brut sont demeurés faibles, ce qui a poussé bien des producteurs à couper dans leurs dépenses en capital et à retarder leurs projets de sables bitumineux dans l'Ouest canadien. Dans son rapport de 2015 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, l'Association canadienne des producteurs pétroliers estime que la production de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien continuera à croître, mais à un rythme plus faible que ce qui avait été prévu. Nos pipelines de liquides font l'objet de contrats à long terme. Toutefois, en raison du ralentissement de la croissance de la production de pétrole brut, nos projets en Alberta pourraient également connaître un ralentissement pour réagir aux conditions sur le marché.

Pipeline Grand Rapids

Le 6 août 2015, Grand Rapids Pipeline Limited Partnership (« Grand Rapids ») a conclu une entente en vue de contribuer à la portion extrême sud du pipeline de diluant Grand Rapids, d'un diamètre de 20 pouces. Il s'agit d'une coentreprise détenue à parts égales avec Keyera Corp. (« Keyera »). Nous serons responsables de la construction du pipeline, de 45 kilomètres de longueur (28 milles), qui s'étendra du terminal de Keyera, à Edmonton, au terminal de Heartland, près de Fort Saskatchewan. Keyera participera également à la construction d'une nouvelle station de pompage au terminal d'Edmonton. Nous prévoyons que la contribution totale de Grand Rapids dans le cadre du projet de coentreprise sera de quelque 140 millions de dollars. Une fois la construction terminée et les installations en service, Keyera exploitera le pipeline. La mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2017, sous réserve des approbations réglementaires requises.

Pipeline Upland

En avril 2015, nous avons déposé aux États-Unis une demande de permis présidentiel pour le pipeline Upland. Le pipeline Upland, de 600 millions de dollars US, est un pipeline pour le transport de pétrole brut de 400 km (240 milles) qui assurera le transport à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et qui se raccordera à l'oléoduc Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan. Sous réserve des approbations réglementaires, nous prévoyons que le pipeline Upland sera mis en service en 2020. Les contrats commerciaux que nous avons conclus pour le pipeline Upland sont conditionnels à la poursuite du projet Oléoduc Énergie Est.

ÉNERGIE

Centrale Ironwood

Le 8 octobre 2015, nous avons conclu une entente visant l'acquisition, auprès de Talen Energy Corporation, de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, d'une capacité nominale de 778 MW, en contrepartie de 654 millions de dollars US. À la clôture, une dette de 42 millions de dollars US sera prise en charge et remboursée dans les 45 jours suivant la clôture au moyen des fonds entiers par le vendeur.

La centrale Ironwood fournit de l'énergie au marché de l'électricité de PJM et constituera pour nous une plateforme robuste à partir de laquelle nous pourrions continuer à augmenter notre clientèle de gros, commerciale et industrielle dans la région. L'acquisition sera financée en partie par les fonds en caisse et en partie par notre capacité d'endettement. La clôture de la transaction est prévue pour le début du premier trimestre de 2016, sous réserve du respect de certaines conditions.

Centrale de Bécancour

En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec visant à modifier le contrat d'approvisionnement en électricité pour la centrale de Bécancour. Cette modification permet à Hydro-Québec de distribuer une puissance hivernale de pointe garantie de 570 MW à partir de la centrale de Bécancour sur une période de 20 ans à compter de décembre 2016. Les paiements annuels reçus pour ce nouveau service s'ajouteront aux paiements de capacité actuels versés aux termes de l'entente. La Régie de l'énergie a approuvé le contrat modifié en octobre 2015.

Ravenswood

À la fin de mai 2015, le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a été remis en service après une panne imprévue survenue en septembre 2014 causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression.

Émissions de gaz à effet de serre en Alberta

En juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une refonte et une mise à jour du règlement provincial Specified Gas Emitters Regulation (« SGER ») de l'Alberta. Depuis 2007, conformément au SGER, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de référence établie. Une redevance sur le carbone de 15 \$ la tonne a été établie pour les émissions qui surpassent la cible. Le règlement modifié comprend un resserrement des règles visant les émissions, afin de les ramener à 15 % en 2016 et à 20 % en 2017. Il comprend également la hausse de la redevance sur le carbone pour la faire passer à 20 \$ la tonne en 2016 et à 30 \$ la tonne en 2017. Bien que nos CAE pour les installations Sundance et Sheerness soient également assujetties à ce règlement, le nombre important de crédits de carbone que nous détenons devrait contrebalancer la majeure partie de la hausse des coûts. Le solde des coûts de conformité devrait être recouvré par une augmentation des prix sur le marché et aux termes de dispositions contractuelles de report.

SIÈGE SOCIAL

Restructuration

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration de l'entreprise. Bien que notre stratégie d'entreprise ne soit aucunement modifiée, nous avons entrepris cette initiative en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles. Au 30 septembre 2015, TransCanada avait engagé 36 millions de dollars avant les impôts, principalement au titre des indemnités de cessation d'emploi, dont 20 millions de dollars avant les impôts étaient inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état des résultats, 8 millions de dollars avaient été capitalisés aux projets visés par la restructuration et 8 millions de dollars peuvent être recouverts par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Les charges totales liées à la restructuration seront déterminées lorsque la portée des changements prévus sera connue, ce qui devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2015. La société prévoit entreprendre au quatrième trimestre de 2015 et en 2016 d'autres initiatives de restructuration.

Autres postes de l'état des résultats

Suivent les rapprochements et les analyses connexes de nos mesures non conformes aux PCGR par rapport aux mesures conformes aux PCGR équivalentes relativement aux autres postes de l'état des résultats.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	(109)	(108)	(324)	(335)
Libellés en dollars US (en dollars US)	(231)	(215)	(677)	(638)
Incidence du change	(72)	(19)	(177)	(60)
	(412)	(342)	(1 178)	(1 033)
Intérêts divers et amortissement	(11)	(19)	(35)	(41)
Intérêts capitalisés	82	57	223	199
Intérêts débiteurs comparables	(341)	(304)	(990)	(875)
Postes particuliers ¹	—	—	—	—
Intérêts débiteurs	(341)	(304)	(990)	(875)

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

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 37 millions de dollars et de 115 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts débiteurs pour tenir compte de l'émission des titres d'emprunt suivants :
 - 750 millions de dollars en juillet 2015
 - 750 millions de dollars US en mai 2015
 - 750 millions de dollars US en mars 2015
 - 350 millions de dollars US en mars 2015 par TC PipeLines, LP
 - 750 millions de dollars US en janvier 2015
 - 1,25 milliard de dollars US en février 2014
 - une situation partiellement contrebalancée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change sur la charge d'intérêts relative à la dette libellée en dollars US;
- la hausse des intérêts capitalisés s'explique avant tout par les projets liés aux pipelines de liquides et au GNL ainsi que la centrale de production d'électricité de Napanee.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Intérêts créditeurs et autres charges comparables	42	49	108	72
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Activités de gestion des risques	(26)	(32)	(25)	(9)
Intérêts créditeurs et autres charges	16	17	83	63

Les intérêts créditeurs et autres charges comparables ont diminué de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 et augmenté de 36 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014. Le relèvement pour la période de neuf mois est le résultat net :

- de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, principalement l'oléoduc Énergie Est et nos pipelines au Mexique;
- des pertes supérieures réalisées en 2015 par rapport à 2014 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;

- de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôts comparable	(236)	(230)	(668)	(616)
Postes particuliers :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(34)	—
Coûts de restructuration	2	—	6	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(9)
Résiliation du contrat avec Niska	—	1	—	11
Activités de gestion des risques	11	(10)	16	(11)
Charge d'impôts	(223)	(239)	(680)	(625)

La charge d'impôts comparable a augmenté de 6 millions de dollars et de 52 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014. Ces augmentations sont attribuables principalement à la hausse du résultat avant les impôts en 2015 par rapport à 2014 ainsi qu'aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse des impôts transférés en 2015 relativement aux gazoducs réglementés au Canada.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(46)	(25)	(145)	(110)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(24)	(71)	(72)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 21 millions de dollars et de 35 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, principalement en raison de la vente, à TC PipeLines, LP, de la participation résiduelle de 30 % dans GTN en avril 2015 et dans Bison en octobre 2014, ainsi que de l'incidence de la vigueur du dollar américain sur les résultats équivalents en dollars canadiens de TC PipeLines, LP.

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, de l'accès aux marchés financiers, du produit de la vente d'actifs pipeliniers américains de gaz naturel à TC PipeLines, LP, de nos fonds en caisse et d'importantes facilités de crédit confirmées.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 140	1 071	3 354	3 090
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	107	171	(378)	250
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 247	1 242	2 976	3 340

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

Au 30 septembre 2015, notre actif à court terme s'élevait à 3,8 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 6,9 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,1 milliards de dollars, alors qu'elle était de 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2014. Cette insuffisance, jugée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise en croissance, 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 non garanties inutilisées d'environ 6,0 milliards de dollars.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Dépenses en immobilisations	(976)	(744)	(2 748)	(2 381)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(130)	(207)	(465)	(504)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(105)	(66)	(303)	(195)
Acquisitions	—	(181)	—	(181)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	—	187
Montants reportés et autres	147	67	461	139
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 064)	(1 131)	(3 055)	(2 935)

En 2015, les dépenses en capital 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;
- la construction de la centrale énergétique de Napanee;
- l'expansion du réseau principal au Canada.

Nous avons engagé des coûts à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement, principalement en lien avec l'oléoduc Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2015 par rapport à 2014, principalement en raison de notre investissement dans Grand Rapids.

La hausse des montants reportés et autres entre 2014 et 2015 s'explique avant tout par la variation des actifs et des passifs réglementaires à long terme.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Titres d'emprunt subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	917	—
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	962	—	3 323	1 380
Remboursements sur la dette à long terme	(183)	(38)	(2 066)	(1 020)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(358)	377	(828)	(145)
Dividendes et distributions versés	(452)	(406)	(1 315)	(1 208)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1	27	12	43
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	—	79	31	79
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	243	440
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	—	(200)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(30)	39	317	(631)

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					
	Octobre 2015	Billets à moyen terme	Novembre 2041	400	4,55 %
	Juillet 2015	Billets à moyen terme	Juillet 2025	750	3,30 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,60 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Septembre 2015	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2018	170 US	Variable
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2015	Emprunt à terme non garanti	Juin 2019	75 US	Variable

ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

(non audité - en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2015	Billets subordonnés de rang inférieur non garantis ¹	Mai 2075	750 US	5,875 % ²

- 1 En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur non garantis sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Ils sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.
- 2 Les billets subordonnés de rang inférieur non garantis ont été émis en faveur de TransCanada Trust. Le taux d'intérêt est fixé à 5,875 % par année et sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 3,778 % par année à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045; de mai 2045 à mai 2075, le taux d'intérêt sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 4,528 % par année.

TransCanada Trust (la « fiducie »), notre fiducie de financement détenue à 100 % par notre filiale TCPL, a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 750 millions de dollars US à l'attention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,625 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie nous a été prêté sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans nos états financiers puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie constituent des créances de TCPL.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL. Pour un complément d'information sur les modalités des billets de fiducie et les ententes connexes conclues par TransCanada et TCPL, il y a lieu de consulter le prospectus relatif aux billets de fiducie et les autres documents déposés sous le profil de la fiducie sur SEDAR au www.sedar.com.

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				
	Août 2015	Déventures	150	11,90 %
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,40 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 US	4,875 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

ÉMISSION ET CONVERSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En juin 2015, les porteurs de 5,5 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 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 1,28 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe applicable aux actions privilégiées de série 3 restantes a été ajusté. Il s'établit ainsi à 2,152 % par année pour cinq ans.

En mars 2015, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 11 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 250 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 11 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 11 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 12 le 30 novembre 2020 et le 30 novembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 12 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 2,96 %.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de l'émission et de la conversion en 2015 des actions privilégiées susmentionnées :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel ¹	Dividende annuel par action ¹	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif						
Série 3	8 533	2,152 %	0,5375	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4
Série 4	5 467	Variable ³	Variable	25,50 \$	30 juin 2020	Série 3
Série 11	10 000	3,80 %	0,95	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12

- 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 4). Les porteurs d'actions privilégiées de série 4 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 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.
- 3 À compter du 30 septembre 2015, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 4 est de 1,656 % et il sera ajusté chaque trimestre.

Le produit net des émissions susmentionnées de titres d'emprunt et d'actions privilégiées de série 11 a servi à des fins générales et a permis de réduire la dette à court terme de la société.

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

Du 1^{er} janvier au 30 septembre 2015, 0,4 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 25 millions de dollars US. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminuera à la suite d'émission de titres dans le cadre du programme au cours du marché.

DIVIDENDES

Le 2 novembre 2015, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,52 \$ par action

Payable le 29 janvier 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2015

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,204125 \$

Série 2 0,14467945 \$

Série 3 0,1345 \$

Série 4 0,10435068 \$

Payable le 31 décembre aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 novembre 2015

Série 5 0,275 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payable le 1^{er} février 2016 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2015

Série 11 0,2375 \$

Payable le 30 novembre 2015 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 13 novembre 2015

INFORMATION SUR LES ACTIONS

au 28 octobre 2015

Actions ordinaires		Émises et en circulation	
		709 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		14 millions	Actions privilégiées de série 6
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
Options permettant d'acheter des actions ordinaires		En circulation	Pouvant être exercées
		10 millions	6 millions

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.

Au 30 septembre 2015, nous disposions de facilités de crédit non garanties de quelque 7 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 2019
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA.	Novembre 2015
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL aux États-Unis.	Novembre 2015
1,5 milliard de dollars	0,5 milliard de dollars	TCPL, TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 30 septembre 2015, nous avons prélevé 1,0 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes.	À vue

Au 30 septembre 2015, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,6 milliard de dollars.

Nous sommes actuellement à renouveler nos facilités de crédit consortiales confirmées, renouvelables et prorogeables.

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

Nos engagements en capital sont conformes aux engagements déclarés au 31 décembre 2014, en raison de l'achèvement ou de l'avancement des projets d'investissement. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par de nouveaux engagements relatifs aux installations de production de Napanee. Nos autres obligations d'achat ont augmenté d'environ 0,1 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2014, principalement en raison de l'augmentation des obligations relatives à l'achat de produits de base et des contrats de technologie et de communication. Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2015 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 2014 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.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2014 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 2014.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions de nos besoins en liquidités 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 en immobilisations, 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;
- à la juste valeur des instruments dérivés et des actifs disponibles à la vente;
- aux liquidités, aux billets, aux prêts et aux avances 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 30 septembre 2015, 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 un montant à recevoir de 248 millions de dollars (185 millions de dollars US) et de 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) au 30 septembre 2015 et au 31 décembre 2014. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

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.

Nous avons une dette assortie d'un taux d'intérêt variable et des actions privilégiées (série 2 et série 4) portant intérêt à taux 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 des swaps de taux d'intérêt.

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

trimestre clos le 30 septembre 2015	1,31
trimestre clos le 30 septembre 2014	1,09
période de neuf mois close le 30 septembre 2015	1,26
période de neuf mois close le 30 septembre 2014	1,09

L'incidence des fluctuations de valeur du dollar américain sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US, comme en fait foi le tableau ci-après.

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	155	118	533	469
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	173	155	480	417
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis	118	91	260	211
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(231)	(215)	(677)	(638)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	42	30	102	125
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(48)	(52)	(181)	(184)
	209	127	517	400

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

Nous avons 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 notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts. Les justes valeurs et valeurs nominales des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2015		31 décembre 2014	
	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 2015 à 2019) ²	(711)	2 300 US	(431)	2 900 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant de 2015 à 2016)	(18)	800 US	(28)	1 400 US
	(729)	3 100 US	(459)	4 300 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comprenait des gains réalisés nets de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars (gains de 5 millions de dollars et de 16 millions de dollars en 2014) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

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

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Valeur comptable	21 000 (15 600 US)	17 000 (14 700 US)
Juste valeur	22 400 (16 700 US)	19 000 (16 400 US)

Le classement au bilan de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir l'investissement net de la société dans des établissements étrangers s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	42	5
Actifs incorporels et autres actifs	6	1
Créditeurs et autres	(355)	(155)
Autres passifs à long terme	(422)	(310)
	(729)	(459)

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 financiers non dérivés**Juste valeur des instruments financiers non dérivés**

La juste valeur des billets à recevoir 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 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 financiers non dérivés.

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 charges, 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.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouvrés ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

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 instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel 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.

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)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	314	409
Actifs incorporels et autres actifs	150	93
Créditeurs et autres	(795)	(749)
Autres passifs à long terme	(626)	(411)
	(957)	(658)

Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé condensé des résultats

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	2015	2014	2015	2014
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Électricité	(34)	20	(33)	35
Gaz naturel	7	7	3	(14)
Change	(26)	(32)	(25)	(9)
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Électricité	(27)	8	(60)	(23)
Gaz naturel	(25)	(27)	(24)	19
Change	(34)	(1)	(87)	(19)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Électricité	(35)	(50)	(132)	138
Intérêts	2	1	6	3
Gains sur la partie inefficace de la période				
Électricité	10	23	3	13

- 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 de l'électricité ou du gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. 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 dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres charges.
- 2 Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 sont de 4 millions de dollars et de 8 millions de dollars (2 millions de dollars et 5 millions de dollars en 2014) et ont été inclus dans les intérêts débiteurs. Pour les trimestres et périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2015 et 2014, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- 3 La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres charges, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé. Pour les trimestres et périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2015 et 2014, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Électricité	(48)	62	(77)	96
Gaz naturel	—	(1)	—	(2)
Change	—	—	—	10
Intérêts	(1)	1	(1)	—
	(49)	62	(78)	104
Reclassement des gains et des (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹				
Électricité ²	76	—	124	(109)
Gaz naturel ²	—	1	—	3
Intérêts ³	4	4	12	12
	80	5	136	(94)
Gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Électricité	10	23	3	13
	10	23	3	13

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 du secteur de l'énergie à l'état consolidé condensé des résultats.

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

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les contrats 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).

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 septembre 2015, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 15 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2014). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2015, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 15 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires 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 30 septembre 2015, 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 troisième trimestre de 2015, 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 2014 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2014, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2014 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2015

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur prospectivement le 1^{er} janvier 2015. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés des contrats 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. Les 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 accepté de reporter la date d'entrée en vigueur de ces nouvelles directives au 1^{er} janvier 2018 et d'en permettre l'adoption anticipée au plus tôt 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.

Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

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. Ces dernières éliminent le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon 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.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'analyse de la consolidation. Désormais, 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 seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

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 ces directives, 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 seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Ces modifications entraîneront un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt, actuellement 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.

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. Les calculs subséquents demeureront inchangés dans le cas des stocks calculés au moyen de la méthode du dernier entré, premier sorti ou de la méthode du prix de détail. 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.

Dérivés et instruments de couverture

En août 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'application d'une exception relative à la portée des achats normaux et des ventes normales dans le cas de certains contrats d'électricité conclus sur des marchés nodaux de l'électricité. Les modifications apportées s'appliquent aux entités qui ont des contrats d'achat ou de vente d'électricité à terme et qui prévoient le transport ou la livraison au sein d'un marché nodal. L'une des parties contractantes doit payer des frais (ou obtient des crédits) pour le transport de l'électricité partiellement en fonction de différences de prix marginal selon le lieu à payer à un (ou à recevoir d'un) exploitant indépendant. Cette nouvelle directive a pris effet à la date de sa publication, a été appliquée prospectivement et n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des ajustements de périodes d'évaluation pour les regroupements d'entreprises. Selon ces nouvelles directives, l'acquéreur n'est plus tenu de comptabiliser rétrospectivement les ajustements de périodes d'évaluation dans le cas d'un regroupement d'entreprises. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon prospective aux regroupements d'entreprises futurs.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA	1 458	1 435	4 334	4 099
Coûts de restructuration	8	—	20	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	2	—	43
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	17	(50)	27	(34)
BAIIA comparable	1 483	1 387	4 381	4 000
Amortissement comparable	(439)	(403)	(1 313)	(1 195)
BAII comparable	1 044	984	3 068	2 805
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	(341)	(304)	(990)	(875)
Intérêts créditeurs et autres charges comparables	42	49	108	72
Charge d'impôts comparable	(236)	(230)	(668)	(616)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(46)	(25)	(145)	(110)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(24)	(71)	(72)
Résultat comparable	440	450	1 302	1 204
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(34)	—
Coûts de restructuration	(6)	—	(14)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	99
Résiliation du contrat avec Niska	—	(1)	—	(32)
Activités de gestion des risques ¹	(32)	8	(36)	14
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	402	457	1 218	1 285
Amortissement comparable	(439)	(403)	(1 313)	(1 195)
Postes particuliers	—	—	—	—
Amortissement	(439)	(403)	(1 313)	(1 195)
Intérêts débiteurs comparables	(341)	(304)	(990)	(875)
Postes particuliers	—	—	—	—
Intérêts débiteurs	(341)	(304)	(990)	(875)
Intérêts créditeurs et autres charges comparables	42	49	108	72
Postes particuliers :				
Activités de gestion des risques ¹	(26)	(32)	(25)	(9)
Intérêts créditeurs et autres charges	16	17	83	63
Charge d'impôts comparable	(236)	(230)	(668)	(616)
Postes particuliers :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(34)	—
Coûts de restructuration	2	—	6	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(9)
Résiliation du contrat avec Niska	—	1	—	11
Activités de gestion des risques ¹	11	(10)	16	(11)
Charge d'impôts	(223)	(239)	(680)	(625)

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Résultat comparable par action ordinaire	0,62 \$	0,63 \$	1,84 \$	1,70 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(0,05)	—
Coûts de restructuration	(0,01)	—	(0,02)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	0,14
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	(0,04)
Activités de gestion des risques ¹	(0,04)	0,01	(0,05)	0,01
Bénéfice net par action ordinaire	0,57 \$	0,64 \$	1,72 \$	1,81 \$

1	Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2015	2014	2015	2014
	Installations énergétiques au Canada	(14)	2	(7)	—
	Installations énergétiques aux États-Unis	(5)	41	(22)	30
	Stockage de gaz naturel	2	7	2	4
	Change	(26)	(32)	(25)	(9)
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	11	(10)	16	(11)
	Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(32)	8	(36)	14

BAIIA et BAII comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 septembre 2015 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	812	355	328	(37)	1 458
Coûts de restructuration	—	—	—	8	8
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	17	—	17
BAIIA comparable	812	355	345	(29)	1 483
Amortissement comparable	(284)	(68)	(79)	(8)	(439)
BAII comparable	528	287	266	(37)	1 044

trimestre clos le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	750	281	435	(31)	1 435
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	2	—	2
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	(50)	—	(50)
BAIIA comparable	750	281	387	(31)	1 387
Amortissement comparable	(266)	(55)	(76)	(6)	(403)
BAII comparable	484	226	311	(37)	984

période de neuf mois close le 30 septembre 2015 (non audité - en millions de dollars)	Pipelines de liquides				
	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 493	980	978	(117)	4 334
Coûts de restructuration	—	—	—	20	20
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	27	—	27
BAIIA comparable	2 493	980	1 005	(97)	4 381
Amortissement comparable	(845)	(197)	(248)	(23)	(1 313)
BAII comparable	1 648	783	757	(120)	3 068

période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (non audité - en millions de dollars)	Pipelines de liquides				
	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	2 357	771	1 062	(91)	4 099
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	43	—	43
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	(34)	—	(34)
BAIIA comparable	2 357	771	963	(91)	4 000
Amortissement comparable	(791)	(158)	(230)	(16)	(1 195)
BAII comparable	1 566	613	733	(107)	2 805

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015			2014			2013	
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	2 944	2 631	2 874	2 616	2 451	2 234	2 884	2 332
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	402	429	387	458	457	416	412	420
Résultat comparable	440	397	465	511	450	332	422	410
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,57 \$	0,60 \$	0,55 \$	0,65 \$	0,64 \$	0,59 \$	0,58 \$	0,59 \$
Résultat comparable par action	0,62 \$	0,56 \$	0,66 \$	0,72 \$	0,63 \$	0,47 \$	0,60 \$	0,58 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,46 \$

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 annuels 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. 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.

Au troisième trimestre de 2015, le résultat comparable excluait 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 est 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.

Au quatrième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.

Au deuxième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait 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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2015	2014	2015	2014
Produits				
Gazoducs	1 305	1 145	3 896	3 514
Pipelines de liquides	507	387	1 410	1 112
Énergie	1 132	919	3 143	2 943
	2 944	2 451	8 449	7 569
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	94	159	350	362
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	823	674	2 344	2 163
Achats de produits de base revendus	624	388	1 731	1 422
Impôts fonciers	133	113	390	355
Amortissement	439	403	1 313	1 195
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	(108)
	2 019	1 578	5 778	5 027
Charges financières				
Intérêts débiteurs	341	304	990	875
Intérêts créditeurs et autres charges	(16)	(17)	(83)	(63)
	325	287	907	812
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	694	745	2 114	2 092
Charge d'impôts				
Exigibles	30	22	124	104
Reportés	193	217	556	521
	223	239	680	625
Bénéfice net	471	506	1 434	1 467
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	46	25	145	110
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	425	481	1 289	1 357
Dividendes sur les actions privilégiées	23	24	71	72
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	402	457	1 218	1 285
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,57 \$	0,64 \$	1,72 \$	1,81 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,52 \$	0,48 \$	1,56 \$	1,44 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	709	708	709	708
Dilué	710	710	710	709

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net	471	506	1 434	1 467
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	356	287	688	337
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(153)	(121)	(361)	(169)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(29)	37	(50)	64
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	50	5	83	(55)
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	7	5	24	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	—	10	2
Autres éléments du résultat étendu (note 9)	234	213	394	193
Résultat étendu	705	719	1 828	1 660
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	171	97	388	187
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	534	622	1 440	1 473
Dividendes sur les actions privilégiées	23	24	71	72
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	511	598	1 369	1 401

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	471	506	1 434	1 467
Amortissement	439	403	1 313	1 195
Impôts reportés	193	217	556	521
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(94)	(159)	(350)	(362)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	117	161	397	415
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	11	16	41	28
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	(108)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(45)	(40)	(115)	(59)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	43	(18)	52	(25)
Autres	5	(15)	26	18
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	107	171	(378)	250
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 247	1 242	2 976	3 340
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(976)	(744)	(2 748)	(2 381)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(130)	(207)	(465)	(504)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(105)	(66)	(303)	(195)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(181)	—	(181)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	—	187
Montants reportés et autres	147	67	461	139
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 064)	(1 131)	(3 055)	(2 935)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires	(369)	(340)	(1 078)	(1 005)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(24)	(69)	(69)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(60)	(42)	(168)	(134)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(358)	377	(828)	(145)
Titres d'emprunt subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	917	—
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	962	—	3 323	1 380
Remboursements sur la dette à long terme	(183)	(38)	(2 066)	(1 020)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1	27	12	43
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	243	440
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	—	79	31	79
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	—	(200)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(30)	39	317	(631)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	12	(19)	28	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	165	131	266	(229)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	590	567	489	927
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	755	698	755	698

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

	30 septembre 2015	31 décembre 2014
(non audité - en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	755	489
Débiteurs	1 445	1 313
Stocks	309	292
Autres	1 291	1 446
	3 800	3 540
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 21 344 \$ et 19 563 \$	46 831	41 774
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 782	5 598
Actifs réglementaires	1 243	1 297
Écart d'acquisition	4 657	4 034
Actifs incorporels et autres actifs	3 415	2 704
	65 728	58 947
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 714	2 467
Créditeurs et autres	2 635	2 896
Intérêts courus	446	424
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 085	1 797
	6 880	7 584
Passifs réglementaires	966	263
Autres passifs à long terme	1 302	1 052
Passifs d'impôts reportés	6 032	5 275
Dette à long terme	26 990	22 960
Billets subordonnés de rang inférieur	2 333	1 160
	44 503	38 294
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 214	12 202
Émises et en circulation : 30 septembre 2015 - 709 millions d'actions 31 décembre 2014 - 709 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 499	2 255
Surplus d'apport	169	370
Bénéfices non répartis	5 592	5 478
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 9)	(1 084)	(1 235)
Participations assurant le contrôle	19 390	19 070
Participations sans contrôle	1 835	1 583
	21 225	20 653
	65 728	58 947
Éventualités et garanties (note 13)		
Événements postérieurs à la date du bilan (note 15)		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité - en millions de dollars canadiens)	périodes de neuf mois closes 30 septembre	
	2015	2014
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 202	12 149
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	12	48
Solde à la fin de la période	12 214	12 197
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	2 255	1 813
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	244	442
Solde à la fin de la période	2 499	2 255
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	370	401
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	8	1
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	4	9
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	(6)
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP	(213)	—
Solde à la fin de la période	169	405
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	5 478	5 096
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 289	1 357
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 106)	(1 019)
Dividendes sur les actions privilégiées	(69)	(74)
Solde à la fin de la période	5 592	5 360
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(1 235)	(934)
Autres éléments du résultat étendu	151	116
Solde à la fin de la période	(1 084)	(818)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	19 390	19 399
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 583	1 611
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	132	98
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	—	2
Portland	13	10
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	243	77
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	31	79
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(6)	(14)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(161)	(134)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	(194)
Solde à la fin de la période	1 835	1 535
Total des capitaux propres	21 225	20 934

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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications de conventions comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2014 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 2014 compris dans le rapport annuel de 2014 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 2014, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications de conventions comptables ».

2. Modifications de conventions comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2015

Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur prospectivement le 1^{er} janvier 2015. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients

En mai 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats 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. Les 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 accepté de reporter la date d'entrée en vigueur de ces nouvelles directives au 1^{er} janvier 2018 et d'en permettre l'adoption anticipée au plus tôt 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.

Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

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. Ces dernières éliminent le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon 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.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'analyse de la consolidation. Désormais, 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 seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

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 ces directives, 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 seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Ces modifications entraîneront un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt actuellement 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.

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. Les calculs subséquents demeurent inchangés dans le cas des stocks calculés au moyen de la méthode du dernier entré, premier sorti ou de la méthode au prix de détail. 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.

Dérivés et instruments de couverture

En août 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'application d'une exception relative à la portée des achats normaux et des ventes normales dans le cas de certains contrats d'électricité conclus sur des marchés nodaux de l'électricité. Les modifications apportées s'appliquent aux entités qui ont des contrats d'achat ou de vente d'électricité à terme et qui prévoient le transport ou la livraison au sein d'un marché nodal. L'une des parties contractantes doit payer des frais (ou obtient des crédits) pour le transport de l'électricité partiellement en fonction de différences de prix marginal selon le lieu à payer à un (ou à recevoir d'un) exploitant indépendant. Cette nouvelle directive a pris effet à la date de sa publication, a été appliquée prospectivement et n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des ajustements de périodes d'évaluation pour les regroupements d'entreprises. Selon ces nouvelles directives, l'acquéreur n'est plus tenu de comptabiliser rétrospectivement les ajustements de périodes d'évaluation dans le cas d'un regroupement d'entreprises. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2016 et s'appliqueront de façon prospective aux regroupements d'entreprises futurs.

3. Informations sectorielles

trimestres clos les 30 septembre	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
(non audité - en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits	1 305	1 145	507	387	1 132	919	—	—	2 944	2 451
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	41	35	—	—	53	124	—	—	94	159
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(446)	(349)	(130)	(92)	(210)	(202)	(37)	(31)	(823)	(674)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(624)	(388)	—	—	(624)	(388)
Impôts fonciers	(88)	(81)	(22)	(14)	(23)	(18)	—	—	(133)	(113)
Amortissement	(284)	(266)	(68)	(55)	(79)	(76)	(8)	(6)	(439)	(403)
Bénéfice sectoriel	528	484	287	226	249	359	(45)	(37)	1 019	1 032
Intérêts débiteurs									(341)	(304)
Intérêts créditeurs et autres charges									16	17
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									694	745
Charge d'impôts									(223)	(239)
Bénéfice net									471	506
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(46)	(25)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									425	481
Dividendes sur les actions privilégiées									(23)	(24)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									402	457

périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité - en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits	3 896	3 514	1 410	1 112	3 143	2 943	—	—	8 449	7 569
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	134	124	—	—	216	238	—	—	350	362
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 273)	(1 030)	(369)	(293)	(585)	(749)	(117)	(91)	(2 344)	(2 163)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 731)	(1 422)	—	—	(1 731)	(1 422)
Impôts fonciers	(264)	(251)	(61)	(48)	(65)	(56)	—	—	(390)	(355)
Amortissement	(845)	(791)	(197)	(158)	(248)	(230)	(23)	(16)	(1 313)	(1 195)
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	108	—	—	—	108
Bénéfice sectoriel	1 648	1 566	783	613	730	832	(140)	(107)	3 021	2 904
Intérêts débiteurs									(990)	(875)
Intérêts créditeurs et autres charges									83	63
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									2 114	2 092
Charge d'impôts									(680)	(625)
Bénéfice net									1 434	1 467
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(145)	(110)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									1 289	1 357
Dividendes sur les actions privilégiées									(71)	(72)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									1 218	1 285

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Gazoducs	30 008	27 103
Pipelines de liquides	18 856	16 116
Énergie	14 820	14 197
Siège social	2 044	1 531
	65 728	58 947

4. Coûts de cessation d'exploitation de pipelines

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'ONÉ, TransCanada doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines réglementés par l'ONÉ au Canada. Les montants sont comptabilisés au bilan consolidé condensé, sous les passifs réglementaires. Au 30 septembre 2015, dans le bilan consolidé condensé de la société, les passifs réglementaires comprenaient un montant de 188 millions de dollars (néant au 31 décembre 2014) au titre des futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation.

Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent. Ils sont comptabilisés à titre de placements restreints. Au 30 septembre 2015, dans le bilan consolidé condensé, les actifs incorporels et autres actifs comprenaient un montant de 188 millions de dollars (néant au 31 décembre 2014) à titre de placements restreints en raison de l'ICQF. Un complément d'information sur la juste valeur de ces placements, qui sont considérés comme disponibles à la vente, se trouve à la note 11.

5. Impôts sur le bénéfice

Au 30 septembre 2015, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 18 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2014). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, les charges d'impôts comprennent des montants de néant et de 1 million de dollars au titre de la reprise d'intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 30 septembre 2014). Au 30 septembre 2015, la société avait constaté 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2014).

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2015 et 2014 étaient de 32 % et 30 %. Le taux d'imposition effectif accru en 2015 découle principalement d'une augmentation du taux d'imposition prévu par la loi en Alberta 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, 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					
	Juillet 2015	Billets à moyen terme	Juillet 2025	750	3,30 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,60 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Septembre 2015	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2018	170 US	Variable
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2015	Emprunt à terme non garanti	Juin 2019	75 US	Variable

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 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				
	Août 2015	Déventures	150	11,90 %
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,40 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 US	4,875 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, TransCanada a capitalisé des intérêts de 82 millions de dollars et 223 millions de dollars (57 millions de dollars et 199 millions de dollars en 2014) relativement à des projets d'investissement.

7. Billets subordonnés de rang inférieur

ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED	Mai 2015	Billets subordonnés de rang inférieur non garantis ¹	Mai 2075	750 US	5,875 % ²

- 1 En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur non garantis sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Ils sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.
- 2 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust. Le taux d'intérêt est fixé à 5,875 % par année et sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 3,778 % par année à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045; de mai 2045 à mai 2075, le taux d'intérêt sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 4,528 % par année.

TransCanada Trust (la « fiducie »), notre fiducie de financement détenue à 100 % par notre filiale TCPL, a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 750 millions de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,625 % les dix premières années. Ensuite, le taux devient variable. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie constituent des créances de TCPL.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL. Pour un complément d'information sur les modalités des billets

de fiducie et les ententes connexes conclues par TransCanada et TCPL, il y a lieu de consulter le prospectus relatif aux billets de fiducie et les autres documents déposés sous le profil de la fiducie sur SEDAR au www.sedar.com.

8. Capitaux propres et capital-actions

En juin 2015, les porteurs de 5,5 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 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 1,28 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe applicable aux actions privilégiées de série 3 restantes a été ajusté. Il s'établit ainsi à 2,152 % par année pour cinq ans.

En mars 2015, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 11 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 250 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 11 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 11 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 12 le 30 novembre 2020 et, par la suite, le 30 novembre, tous les cinq ans. Les porteurs d'actions privilégiées de série 12 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 2,96 %.

ÉMISSION ET CONVERSION D'ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de l'émission et de la conversion d'actions privilégiées en 2015 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 ¹	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif						
Série 3	8 533	2,152 %	0,5375	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4
Série 4	5 467	Variable ³	Variable	25,50 \$	30 juin 2020	Série 3
Série 11	10 000	3,80 %	0,95	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12

- 1 Les porteurs d'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 4). Les porteurs d'actions privilégiées de série 4 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 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.
- 3 À compter du 30 septembre 2015, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 4 est de 1,656 % et il sera ajusté chaque trimestre.

9. 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 30 septembre 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	350	6	356
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(207)	54	(153)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(49)	20	(29)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	80	(30)	50
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	188	46	234

trimestre clos le 30 septembre 2014 (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	234	53	287
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(164)	43	(121)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	62	(25)	37
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	5	—	5
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	6	(1)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	(2)	—
Autres éléments du résultat étendu	145	68	213

période de neuf mois close le 30 septembre 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	675	13	688
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(490)	129	(361)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(78)	28	(50)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	136	(53)	83
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	30	(6)	24
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	13	(3)	10
Autres éléments du résultat étendu	286	108	394

période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (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	285	52	337
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(228)	59	(169)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	104	(40)	64
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(94)	39	(55)
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	19	(5)	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	(1)	2
Autres éléments du résultat étendu	89	104	193

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

trimestre clos le 30 septembre 2015 (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} juillet 2015	(512)	(116)	(264)	(301)	(1 193)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	76	(27)	—	—	49
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	50	7	3	60
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	76	23	7	3	109
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2015	(436)	(93)	(257)	(298)	(1 084)

- 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 gains de 127 millions de dollars et de pertes de 2 millions de dollars au titre des participations sans contrôle.

période de neuf mois close le 30 septembre 2015 (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 2015	(518)	(128)	(281)	(308)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	82	(48)	—	—	34
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	83	24	10	117
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	82	35	24	10	151
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2015	(436)	(93)	(257)	(298)	(1 084)

- 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 gains de 245 millions de dollars et de pertes de 2 millions de dollars 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 64 millions de dollars (39 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 2015. 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.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu 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
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2015	2014	2015	2014	
Couvertures de flux de trésorerie					
Installations énergétiques et de gaz naturel	(76)	(1)	(124)	106	Produits (Énergie)
Intérêts	(4)	(4)	(12)	(12)	Intérêts débiteurs
	(80)	(5)	(136)	94	Total avant les impôts
	30	—	53	(39)	Charge d'impôts
	(50)	(5)	(83)	55	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés	(10)	(6)	(30)	(19)	²
	3	1	6	5	Charge d'impôts
	(7)	(5)	(24)	(14)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	(4)	(2)	(13)	(3)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	1	2	3	1	Charge d'impôts
	(3)	—	(10)	(2)	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 10 pour un complément d'information.

10. 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 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Coût des services rendus	27	21	1	1	81	64	2	2
Coût financier	29	28	2	2	86	84	7	7
Rendement prévu des actifs des régimes	(39)	(35)	(1)	—	(116)	(104)	(2)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle	9	5	1	—	26	16	3	1
Amortissement du coût des services passés	—	1	—	—	1	2	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	6	4	—	1	18	13	—	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	1	—	—	—	2	1
Coût net des prestations constaté	32	24	4	4	96	75	12	11

11. 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, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 30 septembre 2015, 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 constatés à leur juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. Au 30 septembre 2015, 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 248 millions de dollars (185 millions de dollars US) et de 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) au 30 septembre 2015 et au 31 décembre 2014. 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)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Valeur comptable	21 000 (15 600 US)	17 000 (14 700 US)
Juste valeur	22 400 (16 700 US)	19 000 (16 400 US)

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2015		31 décembre 2014	
	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 2015 à 2019) ²	(711)	2 300 US	(431)	2 900 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant de 2015 à 2016)	(18)	800 US	(28)	1 400 US
	(729)	3 100 US	(459)	4 300 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comprenait des gains réalisés nets de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars (gains de 5 millions de dollars et de 16 millions de dollars en 2014) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises; ces gains sont inclus dans les intérêts débiteurs.

Présentation des couvertures de l'investissement net au bilan

Le classement au bilan de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir l'investissement net de la société dans des établissements étrangers s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	42	5
Actifs incorporels et autres actifs	6	1
Créditeurs et autres	(355)	(155)
Autres passifs à long terme	(422)	(310)
	(729)	(459)

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 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)	30 septembre 2015		31 décembre 2014	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir ¹	204	254	213	263
Dette à court terme et à long terme ^{2,3}	(29 075)	(32 511)	(24 757)	(28 713)
Billets subordonnés de rang inférieur	(2 333)	(2 069)	(1 160)	(1 157)
	(31 204)	(34 326)	(25 704)	(29 607)

- 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 750 millions de dollars US (400 millions de dollars US au 31 décembre 2014) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 3 Le bénéfice net consolidé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015 comprend des pertes non réalisées de 9 millions de dollars et de 9 millions de dollars (gains de 2 millions de dollars et pertes de 3 millions de dollars en 2014) 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 750 millions de dollars US au 30 septembre 2015 (400 millions de dollars US au 31 décembre 2014). 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)	30 septembre 2015		31 décembre 2014	
	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)	—	110	—	75
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	186	—	—	—
	186	110	—	75

- 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)	30 septembre 2015		30 septembre 2014	
	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 (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période				
trimestre clos	1	—	—	—
période de neuf mois close	(2)	—	—	—

- 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 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.

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 instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel 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 et ils sont 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 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 canadiens)	30 septembre 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	314	409
Actifs incorporels et autres actifs	150	93
Créditeurs et autres	(795)	(749)
Autres passifs à long terme	(626)	(411)
	(957)	(658)

Sommaire des instruments dérivés pour 2015

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 canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actif	295 \$	60 \$	— \$	3 \$
Passif	(366 \$)	(99 \$)	(56 \$)	(3 \$)
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	60 603	106	—	—
Ventes	48 801	58	—	—
En dollars US	—	—	1 299 US	100 US
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2015	(34 \$)	7 \$	(26 \$)	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2015	(33 \$)	3 \$	(25 \$)	— \$
Pertes nettes réalisées de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2015	(27 \$)	(25 \$)	(34 \$)	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2015	(60 \$)	(24 \$)	(87 \$)	— \$
Dates d'échéance ³	2015-2020	2015-2020	2015-2016	2015-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actif	46 \$	— \$	— \$	12 \$
Passif	(116 \$)	— \$	— \$	(4 \$)
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	11 985	—	—	—
Ventes	5 006	—	—	—
En dollars US	—	—	—	900 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2015	(35 \$)	— \$	— \$	2 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2015	(132 \$)	— \$	— \$	6 \$
Dates d'échéance ³	2015-2020	—	—	2015-2019

- 1 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.
- 2 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- 3 Au 30 septembre 2015.
- 4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.
- 5 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 de l'électricité ou du gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. 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 charges. La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres charges, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- 6 Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 12 millions de dollars et une valeur nominale de 750 millions de dollars US au 30 septembre 2015. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, s'établissant à 4 millions de dollars et à 8 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le

30 septembre 2015, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

- 7 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

Sommaire des instruments dérivés pour 2014

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 canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actif	362 \$	69 \$	1 \$	4 \$
Passif	(391 \$)	(103 \$)	(32 \$)	(4 \$)
Valeurs nominales³				
Volumes ⁴				
Achats	42 097	60	—	—
Ventes	35 452	38	—	—
En dollars US	—	—	1 374 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2014	20 \$	7 \$	(32 \$)	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2014	35 \$	(14 \$)	(9 \$)	— \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2014	8 \$	(27 \$)	(1 \$)	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2014	(23 \$)	19 \$	(19 \$)	— \$
Dates d'échéance ³	2015-2019	2015-2020	2015	2015-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actif	57 \$	— \$	— \$	3 \$
Passif	(163 \$)	— \$	— \$	(2 \$)
Valeurs nominales³				
Volumes ⁴				
Achats	11 120	—	—	—
Ventes	3 977	—	—	—
En dollars US	—	—	—	550 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2014	(50 \$)	— \$	— \$	1 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2014	138 \$	— \$	— \$	3 \$
Dates d'échéance ³	2015-2019	—	—	2015-2018

- 1 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.

- 2 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

- 3 Au 31 décembre 2014.

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

- 5 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 de l'électricité ou du gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. 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 charges. La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des relations de couverture est initialement

constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres charges, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

- 6 Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt désignés en tant que couvertures de la juste valeur, comportant une juste valeur de 3 millions de dollars et une valeur nominale de 400 millions de dollars US au 31 décembre 2014. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, s'établissant à 2 millions de dollars et à 5 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- 7 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 9) 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Électricité	(48)	62	(77)	96
Gaz naturel	—	(1)	—	(2)
Change	—	—	—	10
Intérêts	(1)	1	(1)	—
	(49)	62	(78)	104
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹				
Électricité ²	76	—	124	(109)
Gaz naturel ²	—	1	—	3
Intérêts ³	4	4	12	12
	80	5	136	(94)
Gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Électricité	10	23	3	13
	10	23	3	13

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 du secteur de l'énergie à l'état consolidé condensé des résultats.

3 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. TransCanada 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 30 septembre 2015			
(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			
Électricité	341	(296)	45
Gaz naturel	60	(48)	12
Change	48	(48)	—
Intérêts	15	(3)	12
Total	464	(395)	69
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(482)	296	(186)
Gaz naturel	(99)	48	(51)
Change	(833)	48	(785)
Intérêts	(7)	3	(4)
Total	(1 421)	395	(1 026)

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

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 2014 :

au 31 décembre 2014			
(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			
Électricité	419	(330)	89
Gaz naturel	69	(57)	12
Change	7	(7)	—
Intérêts	7	(1)	6
Total	502	(395)	107
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(554)	330	(224)
Gaz naturel	(103)	57	(46)
Change	(497)	7	(490)
Intérêts	(6)	1	(5)
Total	(1 160)	395	(765)

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

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2015, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 468 millions de dollars (459 millions de dollars au 31 décembre 2014) et des lettres de crédit de 28 millions de dollars (26 millions de dollars au 31 décembre 2014). Au 30 septembre 2015, la société détenait une garantie en trésorerie de néant (1 million de dollars au 31 décembre 2014) et des lettres de crédit de 2 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2014) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les contrats 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 vigueur et des prix du marché au 30 septembre 2015, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 15 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014), et la société avait fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2014) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2015, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 15 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014). 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 bancaires 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 pour l'électricité et le gaz naturel 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 les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible et les données peuvent comprendre des évaluations de courtiers à long terme. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes. Les prix de l'électricité à long terme peuvent être estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où la société exerce ses activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord peuvent être estimés en fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel, toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel ou un petit nombre de transactions sur des marchés à plus faible liquidité devraient ou pourraient donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3. 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, est classée comme suit :

au 30 septembre 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 :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	337	4	341
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	34	14	12	60
Contrats de change	—	48	—	48
Contrats sur taux d'intérêt	—	15	—	15
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(476)	(6)	(482)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(88)	(10)	(1)	(99)
Contrats de change	—	(833)	—	(833)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(7)	—	(7)
	(54)	(912)	9	(957)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015.

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 2014, est classée comme suit :

au 31 décembre 2014 (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 :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	417	2	419
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	40	24	5	69
Contrats de change	—	7	—	7
Contrats sur taux d'intérêt	—	7	—	7
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(551)	(3)	(554)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(86)	(17)	—	(103)
Contrats de change	—	(497)	—	(497)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	(46)	(616)	4	(658)

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 2014.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2015	2014	2015	2014
Solde au début de la période	11	(1)	4	1
Transferts du niveau 3	—	(1)	3	(1)
Total des (pertes) gains comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	(2)	2	3	—
Ventes	(1)	—	(1)	—
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	1	—	—	—
Solde à la fin de la période ¹	9	—	9	—

- 1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2015, les produits du secteur de l'énergie comprennent des pertes non réalisées de 2 millions de dollars et des gains non réalisés de 6 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 septembre 2015 (gains de 2 millions de dollars et néant en 2014).

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 de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 septembre 2015.

12. Vente de GTN Pipeline à TC PipeLines, LP

Le 1^{er} avril 2015, TransCanada a conclu la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest (« GTN ») à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 446 millions de dollars US plus un ajustement du prix d'achat de 11 millions de dollars US. Le produit de l'opération de 457 millions de dollars US comportait un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission de nouvelles parts de catégorie B de TC PipeLines, LP pour un montant de 95 millions de dollars US.

13. Éventualités 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.

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 B relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à une entente de sous-location ainsi qu'à certaines autres obligations financières. 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, des paiements dans le cadre de CAE 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 30 septembre 2015		au 31 décembre 2014	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	529	5	634	6
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	140	20	104	14
		669	25	738	20

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.

14. Coûts de restructuration

En 2015, TransCanada a entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de ses activités actuelles. Au 30 septembre 2015, TransCanada avait engagé 36 millions de dollars avant les impôts, principalement au titre des indemnités de cessation d'emploi, dont 20 millions de dollars avant les impôts étaient inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état des résultats, 8 millions de dollars avaient été capitalisés aux projets visés par la restructuration et 8 millions de dollars peuvent être recouvrés par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Les charges totales liées à la restructuration seront déterminées lorsque la portée des changements prévus sera connue, ce qui devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2015. La société prévoit entreprendre au quatrième trimestre de 2015 et en 2016 d'autres initiatives de restructuration.

15. Événements postérieurs à la date du bilan

Le 6 octobre 2015, TCPL a procédé à la clôture de son placement de billets à moyen terme échéant le 15 novembre 2041 et portant intérêt à 4,55 %, pour un montant de 400 millions de dollars.

Le 8 octobre 2015, TransCanada a conclu une entente visant l'acquisition de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood, située en Pennsylvanie, pour un montant de 654 millions de dollars US. À la clôture, une dette de 42 millions de dollars US sera prise en charge et remboursée dans les 45 jours suivant la clôture au moyen des fonds entiers par le vendeur. La clôture de la transaction est prévue pour le premier trimestre de 2016, sous réserve du respect de certaines conditions.