

TransCanada Corporation

Notice annuelle 2016

Le 15 février 2017

Table des matières

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	2
INFORMATION PROSPECTIVE	2
TRANSCANADA CORPORATION	5
Structure de l'entreprise	5
Liens intersociétés	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	6
Gazoducs	6
Pipelines de liquides	17
Énergie	21
ACTIVITÉS DE TRANSCANADA	24
Gazoducs	24
Pipelines de liquides	24
Réglementation des gazoducs et des pipelines de liquides	24
Énergie	26
GÉNÉRALITÉS	26
Employés	26
Restructuration et transformation de l'entreprise	26
Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc.	26
Santé, sécurité, protection de l'environnement et politiques sociales	27
FACTEURS DE RISQUE	28
DIVIDENDES	28
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	29
Capital-actions	29
NOTES	32
DBRS	32
Moody's	33
S&P	33
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	34
Actions ordinaires	34
Actions privilégiées	35
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	36
Administrateurs	36
Comités du conseil	39
Dirigeants	40
Conflits d'intérêts	40
GOUVERNANCE	41
COMITÉ D'AUDIT	41
Formation et expérience pertinentes des membres	42
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable	43
Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes	43
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION	44
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	44
CONTRATS IMPORTANTS	44
INTÉRÊTS DES EXPERTS	44
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	45
GLOSSAIRE	46
ANNEXE A	47
ANNEXE B	48

Présentation de l'information

Tout au long de la présente notice annuelle, les termes *nous*, *notre*, *nos*, la *Société* et *TransCanada* désignent TransCanada Corporation et ses filiales. Plus particulièrement, *TransCanada* s'entend de TransCanada PipeLines Limited (**TCPL**). Toute mention de TransCanada dans le contexte de mesures prises avant son plan d'arrangement de 2003 (**arrangement**) avec TCPL, décrit à la rubrique *TransCanada Corporation — Structure de l'entreprise* ci-dessous, s'entend de TCPL ou de ses filiales. Dans la présente notice annuelle, l'expression *filiale* désigne, relativement à TransCanada, les filiales détenues en propriété exclusive directe et indirecte de TransCanada ou de TCPL et les entités juridiques contrôlées par TransCanada ou TCPL, le cas échéant.

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont arrêtés au 31 décembre 2016 ou pour l'exercice terminé à cette date (**fin de l'exercice**). Sauf indication contraire, le terme dollar et le symbole « \$ » désignent le dollar canadien. Les renseignements portant sur la conversion métrique figurent à l'*annexe A* de la présente notice annuelle. Le *glossaire* qui se trouve à la fin de la présente notice annuelle contient certains termes définis tout au long de celle-ci et des abréviations et des acronymes qui ne sont peut-être pas définis ailleurs dans le présent document.

Certaines parties du rapport de gestion de TransCanada daté du 15 février 2017 (**rapport de gestion**) sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi, tel qu'il est indiqué ci-dessous. On peut trouver le rapport de gestion sur SEDAR (www.sedar.com) sous le profil de TransCanada.

L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus (**PCGR**) des États-Unis. Nous utilisons certaines mesures financières qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et qui peuvent donc ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Pour avoir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et un rapprochement avec leurs équivalents aux termes des PCGR, se reporter au rapport de gestion sous la rubrique *Au sujet de la présente publication — Mesures non conformes aux PCGR*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Information prospective

La présente notice annuelle, y compris l'information du rapport de gestion intégrée par renvoi aux présentes, comprend certaines informations prospectives assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Nous présentons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et de nos perspectives financières futurs ainsi que de nos perspectives futures en général.

Les *énoncés prospectifs* sont fondés sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et sur ce à quoi nous nous attendons aujourd'hui et comprennent généralement des termes comme *prévoir*, *s'attendre à*, *croire*, *pouvoir*, *devoir*, *estimer*, ou d'autres termes semblables et l'emploi du futur.

Les énoncés prospectifs dans le présent document comprennent de l'information sur ce qui suit, entre autres :

- les changements prévus dans notre entreprise, notamment le dessaisissement de certains actifs
- notre rendement financier et d'exploitation, y compris le rendement de nos filiales
- les attentes ou prévisions quant aux stratégies et aux objectifs de croissance et d'agrandissement
- les flux de trésorerie prévus et les possibilités de financement qui s'offriront à nous dans l'avenir
- la croissance prévue des dividendes
- les coûts prévus pour les projets planifiés, y compris les projets en construction, en voie d'obtention de permis et en développement
- les calendriers prévus pour les projets planifiés (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement)
- les processus réglementaires prévus ainsi que leurs résultats
- l'incidence prévue des résultats des processus réglementaires
- les résultats prévus en ce qui concerne les poursuites judiciaires, y compris l'arbitrage et les réclamations d'assurance
- les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles prévues
- les résultats d'exploitation et financiers prévus

- l'incidence prévue des modifications comptables, des engagements et du passif éventuel futurs
- les conditions du secteur, du marché et économiques prévues.

Les énoncés prospectifs ne sont pas une garantie du rendement futur. Les événements et les résultats réels pourraient être considérablement différents en raison des hypothèses, des incertitudes ou des risques liés à notre entreprise ou aux événements qui se produisent après la date du présent document.

Notre information prospective est fondée sur les principales hypothèses suivantes et fait l'objet des incertitudes et des risques suivants :

Hypothèses

- la monétisation prévue de notre entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis
- les taux d'inflation et les prix des produits de base et les prix de capacité
- la nature et la portée des opérations de couverture
- les décisions réglementaires et leurs résultats
- le maintien du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain près de son niveau actuel
- les taux d'intérêt
- les taux d'imposition
- les interruptions de service prévues et imprévues et l'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs
- l'accès aux marchés des capitaux
- les coûts, les calendriers et les dates d'achèvement prévus de la construction

Risques et incertitudes

- notre capacité à réaliser les avantages prévus de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (**Columbia**)
- le moment et l'exécution de nos ventes d'actifs planifiées
- notre capacité de mettre en œuvre avec succès les initiatives stratégiques
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les bénéfices escomptés
- le rendement d'exploitation de nos actifs dans le secteur des pipelines et de l'énergie
- la capacité vendue et les taux obtenus dans le cadre de nos activités relatives aux pipelines
- la disponibilité et le prix des produits de l'énergie
- le montant des paiements de capacité et des produits que nous tirons de nos activités relatives à l'énergie
- les décisions réglementaires et leurs résultats
- les résultats des procédures judiciaires, y compris l'arbitrage et les réclamations d'assurance
- l'exécution et le risque de crédit de nos contreparties
- les fluctuations des cours des marchandises
- les changements du contexte politique
- les changements aux lois et aux règlements, notamment les lois et règlements environnementaux
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie
- la construction et la réalisation de projets d'immobilisations
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux
- l'accès aux marchés des capitaux
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change
- les conditions météorologiques
- la cybersécurité

- les progrès technologiques
- la conjoncture économique en Amérique du Nord ainsi que dans le monde

Vous trouverez des renseignements supplémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs dans les rapports que nous avons déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (**SEC**).

Comme les résultats réels peuvent être sensiblement différents de l'information prospective, vous ne devriez pas accorder une importance démesurée à l'information prospective et ne devriez pas utiliser l'information prospective ou les perspectives financières à d'autres fins que leur fin prévue. Nous ne mettons pas à jour nos énoncés prospectifs afin de refléter de nouveaux renseignements ou événements, sauf si la loi l'exige.

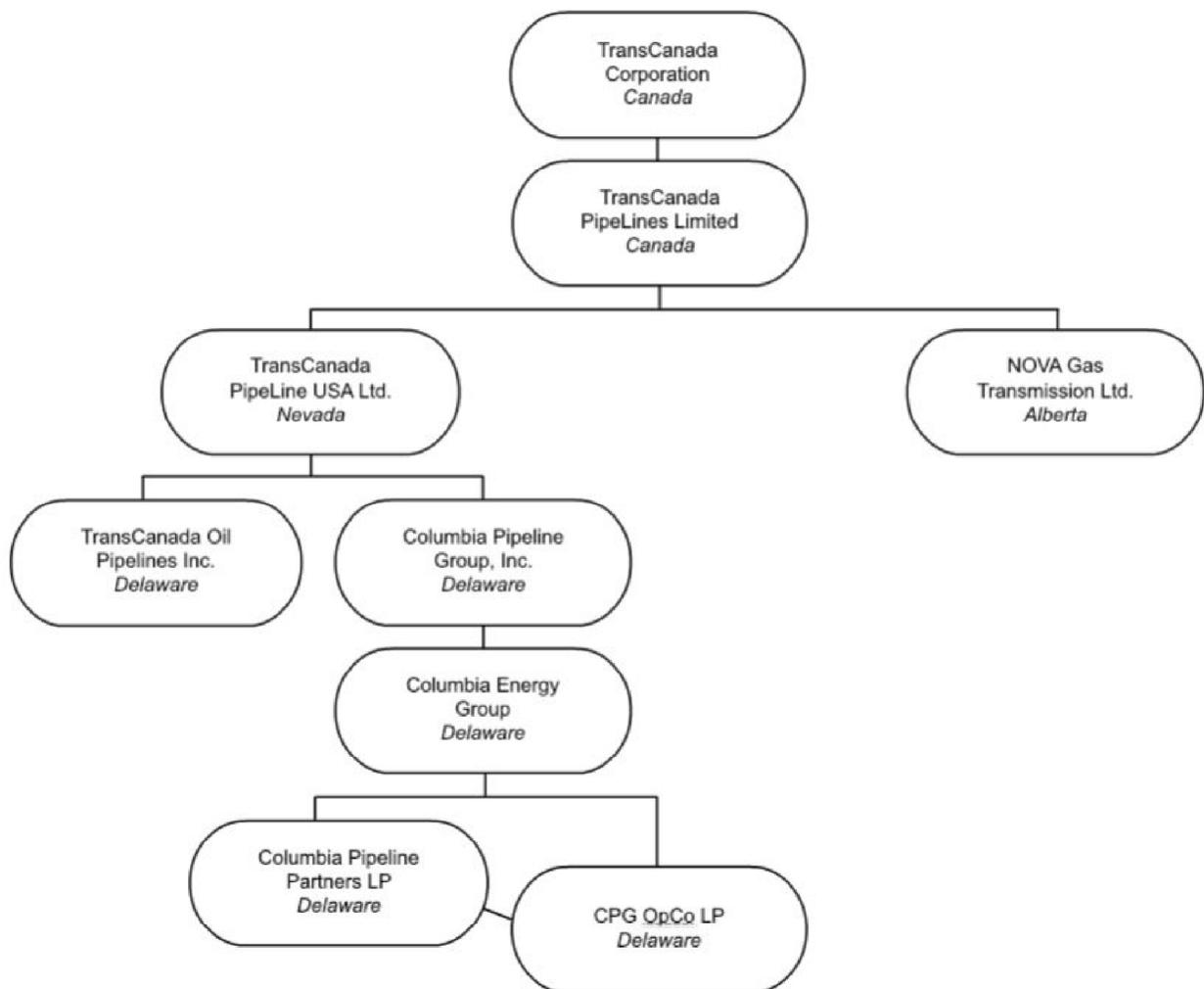
TransCanada Corporation

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Notre siège social et notre principal établissement sont situés au 450 – 1st Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1. TransCanada a été constituée aux termes des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions (LCSA)* le 25 février 2003 dans le cadre de l'arrangement qui a établi TransCanada en tant que société mère de TCPL. L'arrangement a été approuvé par les porteurs d'actions ordinaires de TCPL le 25 avril 2003 et, à la suite de l'approbation du tribunal et du dépôt des clauses d'arrangement, l'arrangement a pris effet en date du 15 mai 2003. Aux termes de l'arrangement, les porteurs d'actions ordinaires de TCPL ont échangé chacune de leurs actions ordinaires de TCPL contre une action ordinaire de TransCanada. Les titres d'emprunt et les actions privilégiées de TCPL sont demeurés des obligations et des titres de TCPL (les actions privilégiées de TCPL ont été rachetées ultérieurement). TCPL continue d'exercer ses activités à titre de principale filiale en exploitation de TransCanada. TransCanada ne détient directement aucun actif important autre que les actions ordinaires de TCPL et les sommes à recevoir de certaines filiales de TransCanada.

LIENS INTERSOCIÉTÉS

L'organigramme suivant indique le nom et le territoire de constitution, de prorogation ou de création des principales filiales de TransCanada à la fin de l'exercice. Chacune de ces filiales dispose d'actifs totaux dépassant 10 % des actifs consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice ou génère des produits dépassant 10 % des produits consolidés totaux de TransCanada pour l'exercice clos à cette date. TransCanada a la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, de la totalité des actions comportant droit de vote ou des parts de chacune de ces filiales.



L'organigramme ci-dessus ne comprend pas toutes les filiales de TransCanada. Les actifs et produits des filiales exclues ne dépassaient pas globalement 20 % des actifs consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice ou des produits consolidés totaux de TransCanada pour l'exercice déterminé à cette date.

Développement général de l'activité

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Compte tenu de notre acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et des ventes imminentes en ce qui concerne l'entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis, nous avons jugé nécessaire de modifier nos secteurs d'exploitation. Par conséquent, nous considérons que nous exerçons nos activités dans les secteurs suivants : les gazoducs canadiens, les gazoducs américains, les gazoducs mexicains, les pipelines de liquides et l'énergie. Ainsi, l'information fournie est conforme au processus décisionnel de la direction concernant nos activités et à la façon dont le rendement de nos activités est évalué. Nous avons également un secteur d'entreprise hors exploitation regroupant les fonctions générales et administratives qui assure la gouvernance de nos secteurs d'exploitation et qui leur apporte d'autres formes de soutien.

Les gazoducs et les pipelines de liquides comprennent principalement nos gazoducs et nos pipelines de liquides respectifs au Canada, aux États-Unis et au Mexique ainsi que nos activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Le secteur de l'énergie regroupe nos activités d'exploitation des installations énergétiques ainsi que les activités de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada.

Les faits nouveaux importants concernant nos activités relatives aux gazoducs, aux pipelines de liquides et à l'énergie, ainsi que certaines acquisitions, dispositions ou conditions et certains événements qui ont influé sur ces faits au cours des trois derniers exercices et depuis le début de l'exercice 2017 sont décrits ci-après. De plus amples renseignements concernant les changements dans notre entreprise qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours figurent aux rubriques *Gazoducs – Canada*, *Gazoducs – États-Unis*, *Gazoducs – Mexique*, *Pipelines de liquides* et *Énergie* du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

GAZODUCS

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens

Date	Description du fait nouveau
PIPELINES RÉGLEMENTÉS AU CANADA	
Réseau de NGTL	
Mars 2014	Nous avons reçu une ordonnance de sécurité de l'ONÉ (l' ordonnance) en réponse aux récents rejets provenant de pipelines du réseau de NGTL. L'ordonnance exigeait que nous réduisions la pression maximale d'exploitation sur trois pour cent des tronçons du réseau de NGTL. Nous avons déposé une demande de révision et de modification du décret visant à réduire les perturbations de l'approvisionnement en gaz tout en maintenant un niveau élevé de sécurité, que l'ONÉ a accueillie en avril 2014 sous réserve de certaines conditions. Nous avons devancé des composantes de notre programme de gestion de l'intégrité afin de nous conformer à l'ordonnance de l'ONÉ.
Mars 2014	L'ONÉ a approuvé des agrandissements de l'installation de NGTL totalisant environ 400 M\$.
Quatrième trimestre de 2014	Notre réseau de NGTL a continué de connaître une forte croissance en raison de l'augmentation de l'offre de gaz naturel dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique (C.-B.) provenant de zones gazières non classiques; il a également connu une croissance importante sur les marchés de livraison à l'intérieur d'un même bassin. Cette croissance de la demande résultait principalement de la mise en valeur des sables bitumineux, de la demande de gaz naturel pour la production d'électricité et des attentes concernant les projets de GNL de la côte ouest de la C.-B.
Premier trimestre de 2015	Le réseau de NGTL comptait environ 6,7 G\$ de nouvelles installations qui contribuent à l'offre et à la demande en cours de développement, et nous avons continué de faire progresser plusieurs de ces projets de développement des investissements en déposant les demandes réglementaires auprès de l'ONÉ. Nous avons également reçu d'autres demandes de services de réception garantis.
Quatrième trimestre de 2015 / premier trimestre de 2016	En 2015, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 350 M\$. En 2016, le réseau de NGTL a continué d'aménager de nouvelles installations qui contribuent à l'offre et à la demande. Nous avons des installations d'une valeur d'environ 2,3 G\$ ayant reçu les approbations des organismes de réglementation et des installations d'une valeur d'environ 450 M\$ en cours de construction. Nous avons présenté des demandes d'approbation pour d'autres installations d'une valeur d'environ 2,0 G\$ qui font actuellement l'objet d'un examen

Date	Description du fait nouveau
	réglementaire. Les demandes d'approbation visant la construction et l'exploitation d'autres installations d'une valeur de 3,0 G\$ doivent encore être déposées. Notre programme d'investissement comprend l'expansion de 2018 annoncée récemment visant l'ajout d'installations requises pour le réseau de NGTL d'une valeur de 600 M\$. L'expansion de 2018 comporte divers projets totalisant environ 88 km (55 milles) de pipelines d'un diamètre variant entre 20 et 48 pouces, un nouveau compresseur, environ 35 postes de comptage, nouveaux et agrandis, et d'autres installations connexes. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, la construction devrait commencer en 2017, et toutes les installations devraient être en service en 2018.
Octobre 2016	Le 6 octobre 2016, l'ONÉ a recommandé l'approbation gouvernementale du projet Towerbirch d'une valeur de 0,4 G\$. Ce projet comprend un doublement de pipeline d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 55 km (34 milles) et un prolongement de pipeline d'un diamètre de 30 pouces sur 32 km (20 milles) du réseau de NGTL dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la C.-B. L'ONÉ a accepté que la méthode des droits intégraux actuelle continue d'être utilisée pour ce projet. Le 31 octobre 2016, le gouvernement du Canada a approuvé notre demande visant des installations de 1,3 G\$ pour le réseau de NGTL en 2017, qui représente un élément important du programme de 2016/2017. Ce programme d'expansion du réseau de NGTL comprend cinq doublements de pipelines de diamètres variant entre 24 et 48 pouces et d'une longueur d'environ 230 km (143 milles), ainsi que l'ajout de deux unités de stations de compression d'environ 46,5 MW (62 360 HP).
Décembre 2016	Nous avons annoncé le prolongement de Saddle West du réseau de NGTL d'une valeur de 0,6 G\$ pour augmenter la capacité de transport de gaz naturel sur la partie nord-ouest de notre réseau. Le projet comprendra un doublement de pipeline des canalisations principales existantes d'un diamètre de 36 pouces et d'une longueur de 29 km (18 milles), l'ajout de cinq unités de compression aux stations existantes et de nouvelles installations de comptage. Le projet est soutenu par des contrats de service garanti progressifs et devrait entrer en service en 2019. Le programme d'immobilisations à court terme actuel de NGTL qui devrait être mené à terme d'ici 2020 s'élève à 3,7 G\$, compte tenu du prolongement de Saddle West mais à l'exclusion des projets de pipeline North Montney et Merrick d'une valeur respective de 1,7 G\$ et de 1,9 G\$. En 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 0,5 G\$. Nous avons obtenu l'approbation réglementaire à l'égard d'installations d'une valeur de 2,0 G\$ et prévoyons mettre en service de nouvelles installations d'une valeur de 1,6 G\$ en 2017.
Règlements sur les besoins en produits de NGTL	
Octobre 2014	Nous sommes parvenus à un règlement sur les besoins en produits avec nos expéditeurs pour 2015 à l'égard du réseau de NGTL.
Février 2015	Nous avons reçu l'approbation de l'ONÉ pour notre règlement sur les besoins en produits conclu avec nos expéditeurs pour 2015 à l'égard du réseau de NGTL. Les modalités du règlement d'un an comprennent le maintien d'un RCA de 2014 de 10,1 % sur un capital-actions réputé de 40 % et prévoient le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage des écarts positifs ou négatifs par rapport à un montant fixe de charges d'exploitation, d'entretien et d'administration qui est fondé sur une indexation des coûts réels de 2014.
Décembre 2015	Nous avons conclu un accord de deux ans sur les besoins en produits avec des clients et d'autres parties intéressées relativement aux coûts annuels, y compris le rendement des capitaux propres et l'amortissement requis pour exploiter le réseau de NGTL en 2016 et en 2017. L'accord fixe le rendement des capitaux propres à 10,1 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 %, établit l'amortissement à un taux composé prévu de 3,16 % et fixe les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration à 222,5 M\$ annuellement. Un mécanisme incitatif tenant compte des écarts permettra à NGTL de réaliser des économies grâce au rendement amélioré et prévoira le transfert de tous les autres coûts, y compris les frais d'intégrité et les coûts d'émission du pipeline. Le 1 ^{er} décembre 2015, NGTL a déposé l'accord aux fins d'approbation auprès de l'ONÉ.
North Montney	
Juin 2015	L'ONÉ a approuvé le projet de canalisation principale North Montney (CPNM) de 1,7 G\$ sous réserve de certaines modalités et conditions. Aux termes de l'une de ces conditions, la construction du projet de CPNM peut commencer uniquement après qu'une décision d'investissement finale (DIF) positive a été prise relativement au projet Pacific NorthWest LNG (PNW LNG). La CPNM procurera une nouvelle capacité importante sur le réseau de NGTL, ce qui permettra de répondre aux exigences en matière de transport associées à l'accroissement rapide du développement des ressources de gaz naturel dans le bassin d'approvisionnement Montney, situé dans le nord-est de la C.-B. Le projet permettra aux ressources du bassin de Montney et aux autres ressources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) d'accéder aux marchés du gaz naturel en place et futurs, y compris des marchés de GNL. Le projet comprendra également un point de raccordement avec notre projet proposé de transport du gaz de Prince Rupert (TGPR) permettant de fournir du gaz naturel à l'installation de liquéfaction et d'exportation proposée de PNW LNG près de Prince Rupert, en C.-B.

Date	Description du fait nouveau
Septembre 2016	Le gouvernement du Canada a approuvé la demande de prolongation de la disposition de temporisation que nous avons déposée en mars 2016 à l'égard du certificat d'utilité publique de la CPNM pour une période de un an jusqu'au 10 juin 2017. La prolongation demeure assujettie à la condition que la construction ne commence pas avant qu'une DIF positive ait été prise relativement à PNW LNG. NGTL continue de collaborer avec nos clients et les parties prenantes afin d'être prête à commencer la construction des installations de North Montney de 1,7 G\$, mais la date de mise en service ne sera arrêtée que lorsqu'une DIF aura été prise.
Réseau principal au Canada – Installations de Kings North et de la station 130	
Quatrième trimestre de 2016	Nous avons mis en service le raccordement de Kings North d'une valeur d'environ 310 M\$ et l'unité de compression d'une valeur d'environ 75 M\$ ajoutée à la station 130 du réseau principal au Canada. Ces deux projets s'inscrivent dans le cadre du règlement relatif au réseau principal en vigueur de 2015-2020 que nous avons conclu avec nos expéditeurs et offrent la possibilité d'accéder à d'autres sources d'approvisionnement tout en concluant des contrats pour obtenir davantage de services de transport sur de courtes distances dans la région du triangle de l'Est du réseau principal au Canada.
Réseau principal au Canada – Projet du réseau principal de l'Est	
Mai 2014	Nous avons déposé auprès de l'ONÉ une description du projet du réseau principal de l'Est.
Octobre 2014	Nous avons déposé auprès de l'ONÉ une demande pour le projet d'oléoduc Énergie Est et la conversion d'une partie du réseau principal au Canada pour assurer le transport du pétrole brut au lieu du gaz naturel. Nous avons également déposé une demande pour le projet du réseau principal de l'Est consistant en de nouvelles installations gazières dans le sud-est de l'Ontario qui seront requises par suite de la conversion proposée des actifs du réseau principal au transport du pétrole brut pour le projet d'oléoduc Énergie Est. Ce projet de 2 G\$ consiste en de nouvelles installations gazières dans le sud-est de l'Ontario qui seront nécessaires en raison du projet d'oléoduc Énergie Est, dans le cadre duquel une partie du réseau principal au Canada doit être convertie pour assurer le transport du pétrole brut au lieu du gaz naturel.
Août 2015	TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un accord avec les sociétés de distribution locales (SDL) de l'Est qui répondait aux questions soulevées par celles-ci concernant le projet d'oléoduc Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est.
Décembre 2015	Des modifications à la demande ont été déposées; ces modifications reflètent l'accord intervenu avec les SDL de l'Est que nous avons annoncé en août 2015 et qui résolvait les questions soulevées par les SDL concernant le projet d'oléoduc Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est. L'accord fournissait aux consommateurs de gaz naturel de l'Est du Canada une capacité de transport du gaz naturel suffisante et réduit les coûts de transport du gaz naturel.
Janvier 2016	Le gouvernement fédéral du Canada a annoncé des mesures provisoires dans le cadre de son évaluation du projet d'oléoduc Énergie Est. Le gouvernement a annoncé qu'il mènera des consultations supplémentaires auprès des groupes autochtones, qu'il contribuera à faciliter une plus grande participation du public au processus de l'ONÉ et qu'il évaluera l'impact du projet sur les émissions de GES en amont. Le gouvernement demandera une prolongation de six mois du processus d'examen législatif de l'ONÉ et une prorogation de trois mois de la date limite prévue par la loi pour rendre sa décision. Nous passons en revue ces changements et nous en évaluerons l'incidence sur le projet du réseau principal de l'Est. Le projet du réseau principal de l'Est est conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est. Voir la rubrique <i>Développement général de l'activité – Pipelines de liquides</i> pour de l'information à jour sur Énergie Est.
Réseau principal au Canada – Autres prolongements	
Janvier 2014	Les expéditeurs du réseau principal au Canada ont décidé de renouveler leurs contrats pour un volume d'environ 2,5 Gpi ³ /j jusqu'en novembre 2016.
Novembre 2014	Outre le projet du réseau principal de l'Est, nous avons conclu de nouveaux accords de transport sur de courtes distances dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada qui exigent le développement de nouvelles installations ou des modifications aux installations existantes. Ces projets sont assujettis aux approbations réglementaires et, une fois construits, ils fourniront la capacité nécessaire pour répondre aux besoins des clients dans l'Est du Canada.
Premier trimestre de 2016	En plus du projet du réseau principal de l'Est, il était nécessaire d'effectuer de nouveaux investissements dans les installations totalisant environ 700 M\$ sur la période allant de 2016 à 2017 dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada afin de satisfaire aux engagements contractuels des expéditeurs. Voir également la rubrique <i>Réseau principal au Canada – Installations de Kings North et de la station 130</i> ci-dessus.
Troisième trimestre de 2016	Nous avons lancé un appel de soumissions pour le réseau principal au Canada en vue d'obtenir des engagements exécutoires à l'égard de notre nouvelle proposition de transport à long terme à prix fixe de la production du BSOC

Date	Description du fait nouveau
	entre le point de réception d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. Les soumissions reçues à la suite de l'appel de soumissions à l'égard du service proposé représentaient des volumes largement inférieurs aux volumes nécessaires pour que la proposition soit viable. Le 15 novembre 2016, nous avons annoncé que nous ne donnerions pas suite à l'offre de service pour le moment.
Premier trimestre de 2017	Outre le projet du réseau principal de l'Est, des investissements dans de nouvelles installations dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada sont prévus pour 2017. Compte tenu du doublement de Vaughan, dont la mise en service est prévue pour novembre 2017, un investissement supplémentaire d'environ 300 M\$ est nécessaire pour satisfaire aux engagements contractuels des expéditeurs.

Règlement relatif au réseau principal au Canada

Mars 2014	Le réseau principal au Canada et les trois plus importantes sociétés de distribution locales (SDL) canadiennes ont conclu un règlement (le règlement avec les SDL) qui a été déposé auprès de l'ONÉ aux fins d'approbation en décembre 2013. En mars 2014, l'ONÉ a répondu à la demande de règlement avec les SDL et n'a pas approuvé la demande en tant que règlement, mais nous a donné la possibilité de maintenir la demande sous la forme d'une demande visant des droits contestés, de modifier la demande ou de mettre fin au traitement de la demande. Aux termes du règlement avec les SDL, les droits pour 2015 ont été calculés en fonction d'un RCA de base de 10,1 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Le règlement prévoyait également un mécanisme incitatif suivant lequel nous devions fournir une contribution annuelle de 20 M\$ (après impôt) de 2015 à 2020, de sorte que le RCA aurait pu se situer dans une fourchette de 8,7 % à 11,5 %. Le règlement avec les SDL aurait permis l'ajout d'installations dans le triangle de l'Est afin de répondre à la demande immédiate du marché pour la diversification de l'approvisionnement et l'accès au marché. Le règlement avec les SDL visait à fournir une solution stable à long terme dictée par le marché à l'égard de la demande future dans cette région et de la baisse prévue de la demande de transport sur les canalisations des Prairies et du nord de l'Ontario tout en nous donnant raisonnablement la possibilité de recouvrer nos coûts. Le règlement avec les SDL prévoyait également le maintien de la souplesse tarifaire pour les services discrétionnaires et la mise en œuvre de certaines modifications aux tarifs et de nouveaux services conformément aux conditions du règlement. Nous avons modifié la demande en y ajoutant des renseignements.
Novembre 2014	À la suite d'une audience, l'ONÉ a approuvé la demande d'approbation des droits et des tarifs applicables au réseau principal au Canada de 2015 à 2030 (la décision 2014 de l'ONÉ), qui a remplacé la décision 2013 de l'ONÉ. La demande reflétait des éléments du règlement avec les SDL. En 2014, le réseau principal au Canada a exercé ses activités aux termes de la décision de l'ONÉ pour les années 2013 à 2017, qui comprenait un RCA approuvé de 11,5 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % et un mécanisme incitatif fondé sur les produits nets totaux.
Premier trimestre de 2015	En 2015, le réseau principal au Canada a commencé à être exploité aux termes de la décision 2014 de l'ONÉ.
Août 2015	TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un accord avec les SDL de l'Est qui résolvait les questions soulevées par celles-ci concernant Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est.

PROJETS DE PIPELINES DE GNL

Transport du gaz de Prince Rupert

Novembre 2014	Nous avons reçu une demande de certificat d'évaluation environnementale (CÉE) de l'Environmental Assessment Office (EAO) de la C.-B. Nous avons soumis nos demandes de permis à la B.C. Oil and Gas Commission (OGC) pour la construction du pipeline. Nous avons apporté d'importantes modifications au tracé du projet depuis sa première annonce et l'avons prolongé de 150 km (93 milles) pour le faire passer à 900 km (559 milles) pour tenir compte des commentaires des communautés autochtones et des parties intéressées. Nous avons continué de travailler en étroite collaboration avec les communautés autochtones et les parties intéressées le long du tracé proposé pour créer et procurer des avantages adéquats à tous les groupes touchés. Nous avons conclu une entente relative aux avantages avec la Première nation Nisga'a pour permettre que le projet de gazoduc traverse les terres des Nisga'a sur 85 km (52 milles).
Juin 2015	PNW LNG a annoncé une DIF positive, assujettie à deux conditions, pour son installation proposée de liquéfaction et d'exportation. La première condition, soit l'approbation par l'Assemblée législative de la C.-B. d'un accord de conception de projet entre PNW LNG et la province de la C.-B., 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 de PNW LNG.
Troisième trimestre de 2015	Nous avons reçu tous les permis restants de l'OGC; nous avons donc les 11 permis nécessaires pour construire et exploiter TGPR. Le projet a reçu les permis environnementaux nécessaires de l'EAO de la C.-B. en

Date	Description du fait nouveau
	novembre 2014. Avec ces permis, TGPR dispose maintenant de tous les principaux permis réglementaires nécessaires à la réalisation du projet. Nous sommes prêts à entreprendre la construction suivant la confirmation de la DIF par PNW LNG. . La date de mise en service de TGPR dépendra du calendrier de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.
Septembre 2016	PNW LNG a reçu un certificat environnemental du gouvernement du Canada à l'égard d'une usine de GNL proposée à Prince Rupert, en C.-B. PNW LNG a indiqué qu'elle procédera à un examen global du projet au cours des mois à venir avant d'annoncer les prochaines étapes du projet. Les principales approbations requises pour le projet ont été obtenues et les travaux de construction se dérouleront suivant les directives de PNW LNG.
Décembre 2016	PNW LNG a obtenu un permis d'exportation de GNL de l'ONÉ qui a prolongé la période d'exportation pour la faire passer de 25 à 40 ans. Nous avons continué à solliciter l'engagement des communautés autochtones et avons maintenant signé des conventions de projet avec 14 communautés de Premières Nations le long du tracé du pipeline. Les conventions de projet exposent les avantages et les engagements, financiers et autres, qui seront offerts à chaque Première Nation tant que le projet demeure en service. TGPR est un gazoduc de 900 km (559 milles) qui transportera du gaz naturel à partir de la région de production de North Montney jusqu'à un point de raccordement prévu avec le réseau de NGTL, près de Fort St. John, en C.-B., jusqu'à l'installation de GNL proposée par PNW LNG près de Prince Rupert, en C.-B. Si le projet n'est pas mené à terme, les coûts du projet (y compris les frais financiers) seront pleinement récupérables. La date de mise en service de TGPR dépendra du calendrier de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.
Coastal GasLink	
Janvier 2014	Nous avons déposé la demande de CÉE auprès de l'EAO de la C.-B. Nous avons sollicité l'engagement de la collectivité, des propriétaires fonciers, du gouvernement et des communautés autochtones, tandis que le processus réglementaire relatif au projet suivait son cours. Le gazoduc devait entrer en service vers la fin de la décennie, sous réserve d'une DIF que doit prendre LNG Canada après l'obtention des approbations réglementaires définitives. Coastal GasLink est un pipeline d'une longueur de 670 km (416 milles) qui transportera du gaz naturel provenant de la zone productrice de Montney à partir d'un raccordement prévu avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en C.-B., jusqu'à l'installation de GNL proposée de LNG Canada près de Kitimat, en C.-B. Si le projet n'est pas mené à terme, les coûts du projet (y compris les frais financiers) seront pleinement récupérables.
Octobre 2014	L'EAO a délivré un CÉE pour Coastal GasLink. En 2014, nous avons également soumis des demandes à l'OGC relativement aux permis requis en vertu de la <i>Oil and Gas Activities Act</i> pour construire et exploiter Coastal GasLink.
Premier trimestre de 2016	Nous avons continué à solliciter l'engagement des communautés autochtones et avons maintenant annoncé des conventions de projet avec 11 communautés des Premières Nations le long du tracé du pipeline qui exposent les avantages et les engagements, financiers et autres, qui seront offerts à chaque communauté des Premières Nations tant que le projet demeure en service. Nous avons également continué à solliciter l'engagement des parties intéressées le long du tracé du pipeline et avons poursuivi les travaux de planification détaillée de l'ingénierie et de la construction afin de peaufiner l'estimation des coûts en capital. En réponse aux commentaires reçus, nous avons demandé à l'EAO de la C.-B. que soit apportée une modification mineure au tracé afin d'offrir une solution de rechange dans la région touchée.
Juillet 2016	Les participants à la coentreprise avec LNG Canada ont annoncé qu'ils reportaient leur DIF à l'égard de l'installation de gaz naturel liquéfié proposée à Kitimat, en C.-B. Aucune date future n'a été annoncée pour la DIF. Nous avons travaillé en collaboration avec LNG Canada afin de respecter un échéancier approprié pour le développement et les travaux du projet Coastal GasLink. Nous avons poursuivi nos activités d'engagement auprès des communautés autochtones le long du tracé de notre pipeline et avons conclu à ce jour des conventions de projet à long terme avec 17 communautés des Premières Nations. Nous entendons poursuivre nos discussions avec les Premières Nations qui n'ont pas encore signé de conventions de projet.
Canalisation principale Merrick	
Juin 2014	Nous avons annoncé la signature d'ententes visant des services de transport garantis du gaz naturel totalisant environ 1,9 Gpi ³ /j afin de soutenir le développement d'un important prolongement de notre réseau de NGTL. La canalisation principale Merrick transportera du gaz naturel en provenance de la canalisation principale Groundbirch existante de NGTL et du projet TGPR proposé. Étant donné que la canalisation principale Merrick dépend de la construction de l'infrastructure en aval, sa date de mise en service demeure incertaine.

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs américains

Date	Description du fait nouveau
ACQUISITION DE COLUMBIA	
Juillet 2016	Le 1 ^{er} juillet 2016, nous avons acquis une participation de 100 % dans Columbia pour un prix d'achat en espèces de 10,3 G\$ US. L'acquisition a été financée initialement au moyen du produit de 4,4 G\$ tiré de la vente de reçus de souscription, de prélèvements sur des facilités de crédit-relais d'acquisition totalisant 6,9 G\$ US et de l'encaisse existante. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1 ^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne et, après la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Le 22 juillet 2016, nous avons déposé à l'égard de cette acquisition une déclaration d'acquisition d'entreprise conforme à l'Annexe 51-102A4, qui peut être consultée sous le profil de la Société sur SEDAR au www.SEDAR.com . Pour de plus amples renseignements au sujet de l'acquisition de Columbia, voir la rubrique <i>Au sujet de la Société – Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc.</i> du rapport de gestion.
PROJETS D'INVESTISSEMENTS DE COLUMBIA	
Troisième trimestre de 2016	L'acquisition de Columbia réalisée le 1 ^{er} juillet 2016 comprenait un programme d'investissement de croissance en cours visant de nouvelles installations devant être mises en service entre 2016 et 2018 ainsi que des programmes de modernisation des actifs existants devant être menés à bien d'ici 2020. L'important programme d'investissement de croissance, exclusion faite des projets réalisés en 2016, prévoit des investissements de 6,8 G\$ US dans nos activités réglementées relatives aux pipelines et des investissements de 0,3 G\$ US dans nos activités intermédiaires. Les coûts estimatifs du projet ne tiennent pas compte de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Le texte qui suit résume les huit principaux projets d'investissement visant ces nouveaux actifs qui font maintenant partie de notre vaste réseau de gazoducs aux États-Unis. Il est précisé que le terme <i>Columbia Gas</i> utilisé ci-dessous désigne notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica. Ce réseau est aussi raccordé à d'autres gazoducs, ce qui donne accès aux principaux marchés du nord-est des États-Unis et du sud du pays jusqu'au golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation du GNL. La nécessité pour les producteurs de la région d'accéder aux marchés justifie l'important programme d'immobilisations consacré à de nouvelles installations pipelinaires sur ce réseau. Le terme <i>Columbia Gulf</i> désigne notre réseau de gazoducs qui a été initialement conçu comme un réseau de livraison longue distance transportant la production du golfe du Mexique jusqu'aux principaux marchés d'approvisionnement du nord-est des États-Unis. Le gazoduc est en cours de transformation et d'expansion afin de pouvoir prendre en charge l'offre accrue en provenance du bassin des Appalaches et d'être raccordé au réseau de Columbia Gas et à d'autres gazoducs pour transporter le gaz vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.
Leach XPress	
Juin 2015	Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour ce projet de Columbia Gas. Le projet a pour but de transporter environ 1,5 Gpi ³ /j de gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'à des points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach et Columbia Gulf. Le projet comprend une nouvelle canalisation de 36 pouces d'une longueur de 219 km (136 milles), un doublement de 36 pouces d'une longueur de 39 km (24 milles), une nouvelle canalisation de 30 pouces d'une longueur de 3 km (2 milles), une nouvelle installation de compression de 82,8 MW (111 000 HP) et une installation de compression existante de 24,6 MW (33 000 HP).
Septembre 2016	L'énoncé définitif des incidences environnementales (EDIE) pour le projet a été reçu.
Janvier 2017	La FERC a rendu l'ordonnance approuvant la construction de l'installation. Nous prévoyons commencer la préparation de l'emprise et les travaux de construction en février 2017 après avoir obtenu les autres approbations réglementaires. Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 1,4 G\$ US, entrera en service au quatrième trimestre de 2017.
Rayne XPress	
Juillet 2015	Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour ce projet de Columbia Gulf. Le projet a pour but de transporter environ 1,1 Gpi ³ /j de la production provenant du sud-ouest des gisements de Marcellus et d'Utica en association avec le prolongement du projet Leach Xpress et un raccordement au réseau de l'est du Texas jusqu'à divers points de livraison situés le long de Columbia Gulf et sur la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend la modification de stations de compression bidirectionnelles se trouvant le long de Columbia Gulf, une nouvelle installation de compression de 38,8 MW (52 000 HP), une installation de compression de remplacement de 20,1 MW (27 000 HP) et le remplacement d'une canalisation de 30 pouces sur 6 km (4 milles).

Date	Description du fait nouveau
Septembre 2016	L'EDIE pour le projet a été reçu.
Janvier 2017	La FERC a rendu l'ordonnance approuvant la construction de l'installation. Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,4 G\$ US, entrera en service le 1 ^{er} novembre 2017.
Mountaineer XPress	
Avril 2016	Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour ce projet de Columbia Gas. Le projet a pour but de transporter environ 2,7 Gpi ³ /j de gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'à des points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach et Columbia Gulf. Le projet comprend une nouvelle canalisation de 36 pouces d'une longueur de 264 km (164 milles), une canalisation latérale de 24 pouces d'une longueur de 10 km (6 milles), une canalisation de remplacement de 30 pouces d'une longueur de 0,6 km (0,4 mille), une nouvelle installation de compression de 114,1 MW (153 000 HP) et une installation de compression existante de 55,9 MW (75 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 2,0 G\$ US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018.
Gulf XPress	
Avril 2016	Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour ce projet de Columbia Gulf. Le projet a pour but de transporter environ 0,9 Gpi ³ /j de gaz en association avec le prolongement du projet Mountaineer Xpress jusqu'à divers points de livraison le long de Columbia Gulf et sur la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend l'ajout de sept nouvelles stations de compression médianes le long du tracé de Columbia Gulf d'une capacité totalisant 182,7 MW (254 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,6 G\$ US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018.
Projet Cameron Access	
Septembre 2015	Le certificat de la FERC pour ce projet de Columbia Gulf a été reçu. Le projet a pour but de transporter environ 0,8 Gpi ³ /j de gaz jusqu'au terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane. Le projet comprend une nouvelle canalisation de 36 pouces d'une longueur de 44 km (27 milles), un doublement de 30 pouces d'une longueur de 11 km (7 milles) et une nouvelle unité de compression de 9,7 MW (13 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,3 G\$ US, entrera en service au premier trimestre de 2018.
WB XPress	
Décembre 2015	Une demande en vertu de l'article 7(C) a été soumise à la FERC pour les deux tronçons de ce projet de Columbia Gas. Le projet a pour but de transporter environ 1,3 Gpi ³ /j de gaz provenant du gisement de Marcellus en direction ouest (0,8 Gpi ³ /j) vers la côte du golfe du Mexique au moyen d'un raccordement avec le Tennessee Gas Pipeline, et en direction est (0,5 Gpi ³ /j) vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique. Le projet comprend des canalisations de divers diamètres d'une longueur de 47 km (29 milles), la restauration et l'amélioration de la pression d'exploitation maximale d'une canalisation existante sur une distance de 338 km (210 milles), une nouvelle installation de compression de 29,8 MW (40 000 HP) et une installation de compression existante de 99,9 MW (134 000 HP). Ce projet représente un investissement estimatif de 0,8 G\$ US. Nous prévoyons que le tronçon en direction ouest entrera en service au début du deuxième trimestre de 2018 et que le tronçon en direction est entrera en service au quatrième trimestre de 2018.
Programmes de modernisation I et II	
Premier trimestre de 2017	Columbia Gas et ses clients ont conclu une convention de règlement, qui a été approuvée par la FERC et qui prévoit un recouvrement et un rendement du capital investi dans la modernisation du réseau, l'amélioration de l'intégrité du réseau et le renforcement de la fiabilité et de la souplesse du service. Le programme de modernisation comprend, entre autres, le remplacement de pipelines et d'installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle. Le programme de modernisation I a été approuvé pour des travaux d'un montant maximal de 0,6 G\$ US, et il reste environ 0,2 G\$ US à dépenser en 2017. Le programme de modernisation II a été approuvé pour des travaux d'un montant maximal de 1,1 G\$ US devant être réalisés d'ici 2020. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service au plus tard le 31 octobre perçoivent des produits à compter du 1 ^{er} février de l'année suivante.
Activités intermédiaires – Projet de pipeline Gibraltar	
Décembre 2016	La première phase de ce projet à phases multiples a été achevée. Nous prévoyons mener à terme l'investissement de 0,3 G\$ US dans la construction d'un collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité d'environ 1 000 TJ/j dans le sud-ouest de la Pennsylvanie d'ici la fin de 2017.

Date	Description du fait nouveau
AUTRES GAZODUCS AMÉRICAINS	
Columbia Pipeline Partners LP (CPPL)	
Novembre 2016	Nous avons annoncé la conclusion d'une convention et d'un plan de fusion aux termes desquels Columbia a convenu d'acquérir, contre espèces, la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL au prix de 17,00 \$ US chacune, ce qui représente une opération d'une valeur globale d'environ 915 M\$ US. La clôture de l'opération devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017.
Pipeline d'ANR	
Mars 2014	Nous avons obtenu des engagements garantis supplémentaires pour le transport du gaz naturel visant près de 2,0 Gpi ³ /j de capacité existante et ajoutée sur l'axe principal du sud-est du pipeline d'ANR. Les ventes de capacité et les projets d'expansion comprennent l'inversion du latéral Lebanon dans l'ouest de l'Ohio, une installation de compression supplémentaire à Sulphur Springs, en Indiana, le prolongement du pipeline de raccordement Rockies Express près de Shelbyville, en Indiana, et une capacité de 600 Mpi ³ /j dans le cadre d'un projet d'inversion de l'axe principal du sud-est du pipeline d'ANR. Les coûts en capital associés aux prolongements du réseau d'ANR nécessaires à l'expédition sur le marché de la capacité supplémentaire étaient estimés à 150 M\$ US. La capacité a été souscrite aux tarifs maximaux pour une durée moyenne de 23 ans, et une capacité d'environ 1,25 Gpi ³ /j faisant l'objet de nouveaux contrats entrera en service à la fin de 2014. Ces contrats garantis à l'égard de l'axe principal du sud-est permettront de transporter le gaz de schiste d'Utica et de Marcellus vers les points nord et sud du réseau. ANR a également évalué la demande supplémentaire de nos clients pour des services de transport du gaz naturel à partir de la formation Utica et Marcellus, ce qui devrait donner lieu à de nouvelles occasions d'amélioration et d'expansion du réseau.
Janvier 2016	Le pipeline d'ANR a déposé une demande tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de transport maximaux. Le déplacement des sources d'approvisionnement et des marchés traditionnels d'ANR, les modifications nécessaires en matière d'exploitation, les mises à niveau nécessaires de l'infrastructure ainsi que l'évolution des exigences réglementaires ont entraîné la nécessité d'investir dans l'entretien et la fiabilité des installations et l'intégrité du réseau ainsi que la hausse des frais d'exploitation, si bien que les tarifs actuels n'offrent pas un rendement raisonnable de notre capital investi. Nous avons également travaillé en collaboration avec nos clients afin de trouver une issue mutuellement profitable par la négociation d'un règlement. La dernière demande tarifaire déposée par ANR remonte à plus de 20 ans.
Deuxième et troisième trimestres de 2016	ANR a conclu un règlement avec ses expéditeurs avec prise d'effet le 1 ^{er} août 2016 et a reçu l'approbation de la FERC le 16 décembre 2016. Aux termes du règlement, les tarifs de réservation de capacité de transport augmenteront de 34,8 %, et les tarifs de stockage resteront inchangés pour les contrats d'une durée de un an à trois ans, mais ils augmenteront légèrement pour les contrats d'une durée de moins de un an et diminueront légèrement pour les contrats d'une durée de plus de trois ans. Un moratoire interdit toute nouvelle modification des tarifs jusqu'au 1 ^{er} août 2019. Après cette date, ANR pourra déposer une demande de révision de tarifs si elle a engagé des dépenses en immobilisations de plus de 0,8 G\$ US, mais elle doit présenter sa demande au plus tard à la date de prise d'effet du 1 ^{er} août 2022. Outre le règlement du dossier tarifaire d'ANR, des approbations de la FERC ont été obtenues à l'égard de règlements avec des expéditeurs pour nos pipelines Iroquois, Tuscarora et Columbia Gulf.
Great Lakes	
Février 2016	Nous avons réduit les flux de trésorerie prévisionnels pour les 10 prochaines années par rapport à celles utilisées dans les tests de dépréciation antérieurs. Des réductions persistantes des flux de trésorerie prévisionnels futurs et des modifications défavorables d'autres hypothèses clés pourraient donner lieu à une dépréciation future d'une partie du solde de l'écart d'acquisition lié à Great Lakes. Notre quote-part de l'écart d'acquisition lié à Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 386 M\$ US au 31 décembre 2016 (2015 – 386 M\$ US).
Vente du pipeline de Gas Transmission Northwest LLC (GTN) et de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) à TC PipeLines, LP (TCLP)	
Avril 2015	Nous avons conclu la vente de notre participation restante de 30 % dans GTN à TCLP pour un prix d'achat total de 457 M\$ US. Le produit était composé d'une somme en espèces de 246 M\$ US, de la prise en charge d'une dette proportionnelle de GTN de 98 M\$ US et de nouvelles parts de catégorie B de TCLP d'une valeur de 95 M\$ US.
Janvier 2016	Nous avons conclu la vente de 49,9 % de notre participation totale de 61,7 % dans PNGTS à TCLP pour une contrepartie de 223 M\$ US, y compris la prise en charge d'une dette proportionnelle de PNGTS de 35 M\$ US.

Date	Description du fait nouveau
TC Offshore LLC (TC Offshore)	
Décembre 2015	Nous avons conclu un accord afin de vendre TC Offshore à un tiers et avons prévu que la clôture de la vente aurait lieu au début de 2016. Par conséquent, au 31 décembre 2015, les actifs et les passifs connexes étaient considérés comme détenus en vue de leur vente et étaient comptabilisés à leur juste valeur, moins les coûts de vente, ce qui a mené à la comptabilisation de provisions pour perte avant impôts de 125 M\$ en 2015.
Mars 2016	Nous avons conclu la vente de TC Offshore à un tiers.
Iroquois Gas Transmission System, L.P. (Iroquois)	
Premier et deuxième trimestres de 2016	Le 31 mars 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois pour un prix d'achat global de 54 M\$ US et, le 1 ^{er} mai 2016, nous avons acquis une autre participation de 0,65 % pour 7 M\$ US. Par conséquent, notre participation dans Iroquois est passée à 50 %.
PROJETS DE GAZODUCS DE GNL	
Projet de GNL de l'Alaska	
Avril 2014	L'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi qui nous fournit, de même qu'aux trois principaux producteurs du versant nord (les producteurs du VNA) et à l'Alaska Gasline Development Corp. (AGDC), des balises encadrant le développement d'un projet d'exportation de GNL.
Juin 2014	Nous avons signé une entente avec l'État de l'Alaska qui prévoit l'abandon de l'ancien cadre de gouvernance et de travail pour le projet entre l'Alaska et l'Alberta et avons signé un nouvel accord préalable aux termes duquel nous agissons à titre de transporteur du volume de gaz naturel revenant à l'État en vertu d'un contrat d'expédition à long terme dans le cadre du projet de GNL de l'Alaska. Nous avons également conclu un accord de coentreprise avec les trois principaux producteurs du VNA et AGDC afin d'entreprendre l'étape de la pré-ingénierie de base du projet de GNL de l'Alaska. Les travaux de pré-ingénierie de base devaient durer deux ans et notre part des coûts devait s'élever à environ 100 M\$ US. L'accord préalable prévoyait également que nous recouvrerions la totalité des coûts de développement si le projet n'était pas mené à terme.
Novembre 2015	Nous avons vendu notre participation dans le projet de GNL de l'Alaska à l'État d'Alaska. Le produit de 65 M\$ US tiré de cette vente représente la pleine récupération des coûts engagés pour faire progresser le projet depuis le 1 ^{er} janvier 2014, y compris les frais de possession. Avec cette vente prend fin notre participation au développement d'un réseau de pipelines pour la commercialisation du gaz naturel du versant nord de l'Alaska.

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs au Mexique

Date	Description du fait nouveau
Gazoducs au Mexique	
Topolobampo	
Premier trimestre de 2017	Le projet Topolobampo consiste en un gazoduc de 30 pouces d'une longueur de 530 km (329 milles) dont le coût s'établit à 1,0 G\$ US, qui recevra du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua. Le gazoduc transportera du gaz naturel à partir de ces gazoducs de raccordement vers des points de livraison se trouvant le long du tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. La construction du gazoduc est soutenue par une entente de services de transport (EST) d'une durée de 25 ans conclue avec la CFE visant 670 Mpi ³ /j de gaz naturel. L'achèvement de la construction a été reporté à 2017 en raison de retards de tiers dans leurs consultations avec les Autochtones. Aux termes de l'EST, ce report est considéré comme un cas de force majeure et des dispositions permettent le recouvrement des produits à compter de la date de mise en service initiale stipulée dans l'EST, soit juillet 2016.
Mazatlán	
Novembre 2015	Le projet Mazatlán consiste en un gazoduc d'un diamètre de 24 pouces d'une longueur de 413 km (257 milles) reliant El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, dont le coût est estimé à 0,4 G\$ US. Ce gazoduc est soutenu par une EST d'une durée de 25 ans conclue avec la CFE visant 200 Mpi ³ /j de gaz naturel.
Troisième trimestre de 2016	La construction est terminée, et le gazoduc est en attente d'un approvisionnement en gaz naturel en provenance des gazoducs de raccordement en amont. Étant donné que nous avons respecté nos obligations, nous recouvrons des produits conformément aux dispositions du contrat à compter la date de mise en service initiale stipulée dans l'EST, soit décembre 2016.
Tula	
Novembre 2015	Nous avons obtenu le contrat pour construire le gazoduc de 0,6 G\$ US et pour en être les propriétaires-exploitants; ce gazoduc de 36 pouces d'une longueur de 300 km (186 milles) est soutenu par une EST d'une durée de 25 ans conclue avec la CFE visant 886 Mpi ³ /j de gaz naturel. Le gazoduc transportera du gaz naturel à partir de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, vers les marchés situés à proximité de Tula, dans l'État de Querétaro, et traversera les États de Puebla et de Hidalgo.
Troisième trimestre de 2016	La construction a commencé dans la région où il n'est pas nécessaire que des tiers mènent des consultations avec les communautés autochtones. L'achèvement de la construction a été reporté à 2018 en raison de retards dans les consultations avec les Autochtones.
Villa de Reyes Pipeline	
Avril 2016	Nous avons annoncé que nous avons obtenu le contrat pour construire le gazoduc Villa de Reyes, au Mexique, et pour en être les propriétaires-exploitants. La construction du gazoduc s'appuie sur une entente de services de transport d'une durée de 25 ans visant 886 Mpi ³ /j de gaz naturel conclue avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 0,6 G\$ US dans la construction de gazoducs de diamètres de 36 et de 24 pouces et d'une longueur totale de 420 km (261 milles) dont la date de mise en service est prévue pour le début de 2018. Le gazoduc bidirectionnel transportera du gaz naturel entre Tula, dans l'État de Hidalgo, et Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région.
Sur de Texas	
Juin 2016	Nous avons annoncé que notre coentreprise avec IEnova avait été choisie pour construire le gazoduc Sur de Texas de 2,1 G\$ US au Mexique, et pour en être les propriétaires-exploitants. Nous détiendrons une participation de 60 % dans ce projet. La construction du gazoduc est soutenue par une entente de services de transport d'une durée de 25 ans visant 2,6 Gpi ³ /j de gaz naturel conclue avec la CFE. Nous prévoyons investir environ 1,3 G\$ US dans la coentreprise pour réaliser la construction du gazoduc d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 km (497 milles) dont la mise en service est prévue pour la fin de 2018. Le gazoduc commencera en mer dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et aboutira à Tuxpan, dans l'État mexicain de Veracruz. Le projet acheminera du gaz naturel à nos gazoducs Tamazunchale et Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.

Date	Description du fait nouveau
Projet de prolongement du pipeline Tamazunchale	
Novembre 2014	La construction du prolongement de 600 M\$ US a été achevée. Les retards par rapport à la date de mise en service initiale de mars 2014 étaient attribuables principalement aux découvertes archéologiques le long du tracé du pipeline. En vertu de l'entente de services de transport, ces retards ont été considérés comme des cas de force majeure et des dispositions permettent le recouvrement des produits à compter de la date de mise en service initialement prévue.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux gazoducs, y compris les changements qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours, figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Au sujet de la société — Notre stratégie* et *Gazoducs, Gazoducs – Canada — Résultats financiers, Perspectives, Les rouages du secteur des gazoducs au Canada* et *Faits marquants, Gazoducs – États-Unis — Résultats financiers, Perspectives, Les rouages du secteur des gazoducs aux États-Unis* et *Faits marquants*, et *Gazoducs – Mexique — Résultats financiers, Perspectives, Les rouages du secteur des gazoducs au Mexique* et *Faits marquants*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

PIPELINES DE LIQUIDES

Date	Description du fait nouveau
Réseau de pipelines Keystone	
Deuxième trimestre de 2015	Nous avons conclu un accord avec CITGO Petroleum (CITGO) visant la construction d'un raccordement de pipeline de 65 M\$ US entre le pipeline Keystone et le terminal de CITGO situé à Sour Lake, au Texas, qui fournit 425 000 b/j à sa raffinerie de Lake Charles, en Louisiane. Le raccordement devrait être fonctionnel au quatrième trimestre de 2016.
Quatrième trimestre de 2015	Nous avons conclu des contrats à long terme supplémentaires, ce qui a porté notre position totale visée par des contrats à 545 000 b/j.
Janvier 2016	Nous avons conclu un accord avec Magellan Midstream Partners L.P. (Magellan) visant le raccordement de notre terminal de Houston avec le réseau de transport de Magellan entre Houston et Texas City, au Texas. Nous détiendrons une participation de 50 % dans ce projet de pipeline de 50 M\$ US, qui améliorera l'accès au marché de Houston pour notre pipeline Keystone. Le pipeline devrait entrer en service au cours du premier semestre de 2017, sous réserve de l'obtention des emprises, des permis et des approbations réglementaires nécessaires.
Deuxième trimestre de 2016	Le 2 avril 2016, nous avons arrêté le pipeline Keystone après la détection d'une fuite le long de l'emprise de celui-ci dans le comté de Hutchinson au Dakota du Sud. Nous avons déclaré le volume total de la fuite, soit 400 barils, au National Response Center et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration (PHMSA). Des réparations temporaires ont été effectuées et le pipeline Keystone a été remis en service à la mi-avril 2016. Les réparations permanentes du pipeline ont été effectuées peu après au début de mai 2016, et les travaux de remise en état ont pris fin au début de juillet 2016. Des mesures correctives imposées par la PHMSA ont été mises en œuvre en septembre 2016. Cet arrêt n'a pas eu d'incidence importante sur notre résultat de 2016.
Août 2016	Le latéral et le terminal de Houston, qui prolongent le pipeline Keystone jusqu'à Houston, au Texas, sont entrés en service. Le terminal a une capacité de stockage initiale de 700 000 barils de pétrole brut.
Décembre 2016	Le pipeline HoustonLink, qui relie le terminal de Houston au réseau de transport de Magellan à Houston et à Texas City, au Texas, a été achevé.
Décembre 2016	Le raccordement de pipeline Sour Lake de CITGO qui relie le pipeline Keystone et le terminal de CITGO situé à Sour Lake a été mis en service.
Keystone XL	
Janvier 2015	La Cour suprême de l'État du Nebraska a annulé la décision du tribunal inférieur selon laquelle la loi était inconstitutionnelle. Ainsi, l'approbation du nouveau tracé de Keystone XL passant par le Nebraska accordée en janvier 2013 par le gouverneur demeure valide. Des propriétaires fonciers ont déposé des poursuites dans deux comtés du Nebraska visant à interdire à Keystone XL de condamner les servitudes pour des motifs constitutionnels étatiques.
Novembre 2015	La décision au sujet de la demande de permis présidentiel pour Keystone XL a été reportée tout au long de 2015 par le Département d'État des États-Unis, et le permis a finalement été refusé en novembre 2015. Au 31 décembre 2015, après que le permis présidentiel nous eut été refusé, nous avons évalué notre investissement dans Keystone XL et les projets connexes, y compris le terminal d'Hardisty de Keystone, en vue d'une dépréciation. À la suite de notre analyse, nous avons établi que la valeur comptable de ces actifs n'était plus recouvrable et avons constaté une charge non monétaire totale de dépréciation de 3,7 G\$ (2,9 G\$ après impôt). La charge de dépréciation était fondée sur l'excédent de la valeur comptable de 4,3 G\$ par rapport à la juste valeur de 621 M\$, ce qui comprend une juste valeur de 93 M\$ pour le terminal d'Hardisty de Keystone. Le calcul de cette dépréciation est décrit plus en détail à la rubrique <i>Autres renseignements — Estimations comptables critiques</i> du rapport de gestion. Le terminal d'Hardisty de Keystone reste en veilleuse, et sa date de mise en service estimative sera dictée par les besoins du marché. Également en novembre 2015, nous avons retiré notre demande d'autorisation du tracé pour le projet Keystone XL que nous avions déposée auprès de la commission de la fonction publique de l'État du Nebraska. Cette demande avait été déposée initialement en octobre 2015. Ce retrait ne porte aucun préjudice, car il ne nous empêche pas de déposer une autre demande si nous décidons de poursuivre le projet.
Janvier 2016	Le 5 janvier 2016, la PUC du Dakota du Sud a accepté l'accréditation de Keystone XL stipulant qu'elle continue de se conformer aux conditions de son permis existant de 2010 dans cet État. Le 6 janvier 2016, nous avons déposé un avis d'intention afin de présenter une demande en vertu du chapitre 11 de l' <i>Accord de libre-échange nord-américain (ALENA)</i> en réponse à la décision de l'administration américaine de refuser d'accorder un permis présidentiel pour le pipeline Keystone XL au motif que le refus était arbitraire et injustifié. En présentant une demande en vertu de l'ALENA, nous tentons de récupérer plus de 15 G\$ US en coûts engagés et en dommages que nous estimons avoir subis par suite du non-respect par l'administration américaine de ses obligations aux termes de l'ALENA. En juin 2016, nous avons présenté une demande d'arbitrage dans le cadre d'un litige nous opposant au gouvernement américain en vertu de la <i>Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre États et ressortissants d'autres États</i> , du <i>Règlement de procédure relatif à l'introduction des</i>

Date	Description du fait nouveau
	<i>instances de conciliation et d'arbitrage</i> et du chapitre 11 de l'ALENA. Cet arbitrage est à un stade préliminaire, et la probabilité d'un dénouement positif et l'incidence qui en résulterait sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société sont inconnues à ce stade. Le 5 janvier 2016, nous avons également déposé une poursuite devant la Cour fédérale des États-Unis de Houston, au Texas, qui faisait valoir que la décision du président américain de refuser la construction de Keystone XL dépassait ses pouvoirs aux termes de la Constitution américaine. La poursuite en cour fédérale ne vise pas à obtenir des dommages-intérêts, mais plutôt une déclaration selon laquelle le refus d'accorder le permis est sans fondement juridique et aucune autre mesure présidentielle n'est requise pour que la construction du pipeline puisse s'amorcer.
Janvier 2017	Le 24 janvier 2017, le président des États-Unis a signé un mémorandum présidentiel invitant TransCanada à déposer une nouvelle demande de permis présidentiel américain. Le 26 janvier 2017, nous avons déposé une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État des États-Unis pour le projet. Le pipeline partira de Hardisty, en Alberta, et ira vers le sud jusqu'à Steele City, au Nebraska. Étant donné le temps écoulé depuis que le permis présidentiel a été refusé le 6 novembre 2015, nous mettons à jour nos contrats d'expédition, et certains expéditeurs peuvent augmenter ou réduire leurs engagements en matière de volume. Nous nous attendons à ce que le projet continue de bénéficier d'un appui commercial suffisant pour nous permettre de prendre décision d'investissement finale.
Énergie Est	
Avril 2015	Nous avons annoncé que nous n'allions pas procéder à la construction du terminal maritime proposé et du terminal de réservoirs connexe à Cacouna, au Québec, en raison de la reclassification recommandée des bélugas, qui sont indigènes à cet emplacement, parmi les espèces menacées.
Novembre 2015	Après avoir consulté les parties intéressées et les expéditeurs, nous avons annoncé l'intention de modifier la demande relative à l'oléoduc Énergie Est afin de retirer un port du Québec et d'aller de l'avant avec un seul terminal maritime, situé à Saint John, au Nouveau-Brunswick.
Décembre 2015	Nous avons déposé une modification à la demande relative au projet existante auprès de l'ONÉ qui ajustait le tracé, l'étendue et le coût en capital proposés du projet afin de refléter le peaufinage et les modifications de la portée du projet, dont le retrait du port au Québec. Le projet continuera de desservir les trois raffineries canadiennes de l'Est se trouvant le long du tracé, soit celles de Montréal et de Québec, au Québec, et de Saint John, au Nouveau-Brunswick. Les modifications apportées à l'échéancier et à la portée du projet, telles qu'elles sont reflétées dans la modification, ont contribué à une estimation de coût en capital du projet révisée se chiffant désormais à 15,7 G\$, compte non tenu du transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada.
Mars 2016	Le 1 ^{er} mars 2016, la province de Québec s'est adressée aux tribunaux pour obtenir une injonction afin d'obliger l'oléoduc Énergie Est à se conformer à la réglementation environnementale de la province. Le 30 mars 2016, la Cour supérieure du Québec a jumelé la procédure d'injonction intentée par la Province de Québec à la procédure précédente intentée par le Centre québécois du droit de l'environnement (CQDE), qui sollicitait une déclaration pour obliger l'oléoduc Énergie Est à se soumettre au processus d'évaluation environnementale obligatoire de la province. À la suite de communications avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le 22 avril 2016, nous avons déposé un avis de projet prévoyant une évaluation environnementale en vertu de la <i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> (Québec) suivant un échéancier convenu pour les principales étapes de ce processus. Ce processus s'ajoutait à l'évaluation environnementale requise aux termes de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> et de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)</i> . Le Procureur général du Québec a accepté de suspendre sa procédure intentée contre TransCanada et Énergie Est et de la retirer une fois le processus d'évaluation environnementale provinciale terminé. Le CQDE a également convenu de suspendre la procédure. Les suspensions étaient en vigueur jusqu'au début de novembre 2016, mais elles pourraient devoir être prolongées en raison du retard dans le processus d'examen de l'ONÉ dont il est question ci-dessous. La première phase des audiences publiques sur Énergie Est dans le cadre du processus volontaire du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) du Québec a pris fin. Le processus volontaire d'audiences du BAPE a pour but d'informer la province de Québec dans le cadre de sa participation au processus fédéral et de fournir au public de l'information sur le projet. La deuxième phase, qui consiste en une série de séances de consultation publique, a été suspendue, car elle a été remplacée par l'évaluation environnementale mentionnée précédemment.
Mai 2016	Nous avons déposé une demande consolidée auprès de l'ONÉ pour l'oléoduc Énergie Est. En juin 2016, Énergie Est a franchi une étape importante, l'ONÉ ayant annoncé que la demande relative à l'oléoduc Énergie Est était suffisamment complète pour que le processus d'examen réglementaire officiel puisse commencer. Toutefois, en août 2016, les réunions du comité d'audience ont été annulées, car trois des membres du comité d'audience de l'ONÉ se sont retirés du comité chargé d'examiner le projet en raison des craintes raisonnables de partialité alléguées à leur endroit. Le président de l'ONÉ, de même que sa vice-présidente, qui est également membre du

Date	Description du fait nouveau
	comité d'audience, se sont retirés de toute autre responsabilité relative au projet. Par conséquent, toutes les audiences à l'égard de ce projet ont été ajournées jusqu'à nouvel ordre.
Janvier 2017	Le 9 janvier 2017, l'ONÉ a nommé trois nouveaux membres permanents du comité d'audience aux fins de l'examen des projets Énergie Est et du réseau principal de l'Est. Le 27 janvier 2017, les nouveaux membres du comité d'audience de l'ONÉ ont annulé toutes les décisions prises par les anciens membres du comité d'audience, lesquelles seront retirées du dossier d'audience officiel. Nous ne sommes pas tenus de déposer à nouveau la demande et les parties ne seront pas tenues de demander à nouveau le statut d'intervenant. Cependant, toutes les autres instances et les échéances connexes ne s'appliquent plus. La prochaine étape devrait être la détermination du caractère complet de la demande et la délivrance d'une ordonnance d'audience, après quoi l'ONÉ disposera d'un délai de 21 mois pour statuer sur la demande.
White Spruce	
Décembre 2016	Nous avons établi une entente de transport à long terme visant le développement et la construction du pipeline White Spruce d'un diamètre de 20 pouces qui transportera du pétrole brut à partir d'une importante usine de sables bitumineux située dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. Le projet, dont le coût en capital total s'élève à environ 200 M\$, devrait entrer en service en 2018, sous réserve des approbations réglementaires.
Northern Courier	
Quatrième trimestre de 2016	Les travaux de construction se sont poursuivis sur le pipeline Northern Courier, qui transportera du bitume et du diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta. Le projet est pleinement soutenu par les contrats à long terme conclus avec la société en commandite Fort Hills. Nous prévoyons commencer l'exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2017.
Grand Rapids	
Août 2015	Nous avons annoncé la constitution d'une coentreprise formée de Grand Rapids et de Keyera Corp., qui fournira des services de transport du diluant par le pipeline de 20 pouces entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta. La coentreprise sera intégrée à Grand Rapids, et elle offrira à nos expéditeurs des solutions de rechange améliorées en matière d'offre de diluant.
Quatrième trimestre de 2016	Les travaux de construction se sont poursuivis sur le pipeline Grand Rapids. Nous avons conclu un partenariat avec Brion Energy pour réaliser le projet de pipeline Grand Rapids, dont nous sommes propriétaires à parts égales. Notre partenaire a également conclu une entente de services de transport à long terme afin de soutenir le projet. Nous exploiterons le pipeline Grand Rapids une fois sa construction achevée et prévoyons que celui-ci commencera à transporter du pétrole brut au cours du deuxième semestre de 2017. Les travaux de construction progressent également sur le pipeline de diluant en coentreprise d'un diamètre de 20 pouces construit entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta. La coentreprise formée par Grand Rapids et Keyera Corp. sera intégrée à Grand Rapids et offrira à nos expéditeurs des solutions de rechange améliorées pour l'approvisionnement en diluant. Nous prévoyons que le pipeline entrera en service à la fin de 2017.
Pipeline Upland	
Avril 2015	Nous avons déposé une demande de permis présidentiel américain pour le pipeline Upland. Le pipeline assurera le transport du pétrole brut à partir du Dakota du Nord et entre divers points au Dakota du Nord et sera relié avec le réseau de pipelines 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 signés pour le pipeline Upland sont conditionnels à ce que le projet d'oléoduc Énergie Est aille de l'avant.
Janvier 2016	Nous examinons actuellement les mesures provisoires mises de l'avant par le gouvernement fédéral du Canada relativement à l'examen des projets pipeliniers afin d'en évaluer l'incidence sur le pipeline Upland.
Commercialisation des liquides	
2015	Nous avons créé une entreprise de commercialisation des liquides afin d'élargir notre offre à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides. L'entreprise de commercialisation des liquides générera des produits en misant sur l'utilisation des actifs et en concluant des contrats de capacité à court ou à long termes visant le pipeline ou le terminal de stockage. La volatilité des prix des produits de base et l'évolution des conditions du marché pourraient avoir une incidence sur la valeur de ces contrats de capacité. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également avoir une incidence sur la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion des risques décrites à la rubrique <i>Autres renseignements — Risques et gestion des risques</i> du rapport de gestion.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux pipelines de liquides, y compris les changements qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours, figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Au sujet de la société — Notre stratégie, Pipelines de liquides — Résultats financiers, Pipelines de liquides — Perspectives, Pipelines de liquides — Les rouages du secteur des pipelines de liquides* et *Pipelines de liquides — Faits marquants*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

ÉNERGIE

Date	Description du fait nouveau
ÉNERGIE AU CANADA	
CAE en Alberta	
Juin 2015	Le gouvernement de l'Alberta a annoncé le renouvellement et la modification du 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 réduire l'intensité de 12 % par rapport à une moyenne de référence établie, et une redevance sur le carbone de 15 \$ par 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 \$ par tonne en 2016 et à 30 \$ par tonne en 2017. À compter de 2018, les centrales au charbon verseront 30 \$ par tonne de CO ₂ pour les émissions qui dépassent les émissions que rejetterait la centrale alimentée au gaz naturel la plus propre de l'Alberta pour produire une quantité équivalente d'électricité.
2016	Le 7 mars 2016, nous avons transmis au Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE en Alberta. Le 22 juillet 2016, nous avons, de concert avec ASTC Power Partnership, transmis un avis déférant l'affaire afin qu'elle soit réglée par arbitrage exécutoire conformément aux dispositions de résolution de litige des CAE. Le 25 juillet 2016, le gouvernement de l'Alberta a présenté une demande à la Cour du Banc de la Reine afin d'empêcher le Balancing Pool de permettre la résiliation d'un CAE détenu par un tiers contenant des dispositions de résiliation formulées de manière identique à celles de nos CAE. L'issue de cette demande pourrait avoir eu une incidence sur la résolution de l'arbitrage portant sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. En décembre 2016, la direction a entamé des négociations en vue de conclure un règlement avec le gouvernement de l'Alberta et a arrêté les conditions du règlement de tous les litiges relatifs à la résiliation des CAE. Le gouvernement et le Balancing Pool ont accepté que nous résiliions les CAE, ce qui a entraîné le transfert de l'ensemble de nos obligations aux termes des CAE au Balancing Pool. Au moment du règlement définitif relatif à la résiliation des CAE, nous avons transféré au Balancing Pool un ensemble de crédits environnementaux détenus pour compenser les coûts d'émissions liés aux CAE et avons comptabilisé une charge hors trésorerie de 92 M\$ avant impôts (68 M\$ après impôts) liée à la valeur comptable de nos crédits environnementaux. Au premier trimestre de 2016, par suite de notre décision de résilier les CAE, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 240 M\$ avant impôts (176 M\$ après impôts), dont une charge de 211 M\$ avant impôts (155 M\$ après impôts) liée à la valeur comptable des CAE de Sundance A et de Sheerness et une charge de 29 M\$ avant impôts (21 M\$ après impôts) liée à notre placement en actions dans ASTC Power Partnership qui détenait auparavant le CAE de Sundance B.
Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario	
Mai 2016	La législation autorisant le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario a été promulguée et la nouvelle réglementation est entrée en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016. Cette réglementation impose une limite aux émissions de gaz à effet de serre annuelles à l'échelle de la province à compter de janvier 2017 et crée un marché pour l'administration de l'achat et de l'échange de quotas d'émissions. En vertu de la nouvelle réglementation, l'obligation de conformité s'appliquant aux émissions de nos centrales alimentées au gaz naturel incombe aux sociétés de distribution locales, qui devront ensuite transférer les coûts connexes aux installations. L'IESO a proposé que des modifications soient apportées aux contrats pour tenir compte des coûts et des autres questions découlant de ce changement dans la législation pour les détenteurs de contrats. Nous continuons de collaborer avec l'IESO pour mettre au point ces modifications. De façon générale, nous ne nous attendons pas à ce que cette nouvelle réglementation ait des répercussions importantes sur notre entreprise d'énergie.
Napanee	
Janvier 2015	Nous avons commencé les travaux de construction d'une centrale alimentée au gaz naturel de 900 MW au site de Lennox de l'Ontario Power Generation dans la ville de Greater Napanee, dans l'est de l'Ontario. La production tirée de l'installation est entièrement vendue à l'IESO.
Premier trimestre de 2016	Les travaux de construction se poursuivent; nous prévoyons investir environ 1,1 G\$ dans l'installation de Napanee durant la construction et l'exploitation commerciale devrait commencer en 2018.
Bécancour	
Mai 2014	Nous avons reçu de la Régie de l'énergie l'approbation définitive de la modification apportée en décembre 2013 à la convention de suspension initiale avec Hydro-Québec Distribution (HQ). Aux termes de la modification, HQ continuait d'avoir l'option (sous réserve de certaines conditions) de prolonger davantage la suspension de la production d'électricité à la centrale de Bécancour après 2017. La modification renferme également des dispositions révisées qui visent à réduire les paiements que nous recevons d'HQ au titre des coûts de transport du gaz naturel à Bécancour pendant la période de suspension; nous conservons toutefois notre capacité de recouvrer

Date	Description du fait nouveau
Août 2015	la totalité de nos coûts de capacité aux termes du contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec HQ pendant que la production est suspendue. De plus, HQ a exercé l'option prévue par la convention de suspension modifiée lui permettant de prolonger la suspension de toute la production d'électricité jusqu'à la fin de 2017 et a demandé une suspension de production supplémentaire jusqu'à la fin de 2018. En juin 2015, HQ a demandé une suspension de production supplémentaire jusqu'à la fin de 2019. En juin 2016, HQ a demandé une suspension de production supplémentaire jusqu'à la fin de 2020.
Novembre 2016	Nous avons signé un accord avec HQ qui permet à cette dernière de distribuer une capacité hivernale de pointe pouvant atteindre 570 MW à partir de notre centrale de Bécancour sur une période de 20 ans à compter de décembre 2016.
Novembre 2016	HQ a déposé un nouveau plan d'approvisionnement sur 10 ans indiquant qu'une capacité hivernale de pointe supplémentaire provenant de Bécancour n'était pas nécessaire à l'heure actuelle. Avant ce changement, la Régie de l'énergie du Québec avait annulé sa décision initiale d'approuver l'accord. La direction ne s'attend pas à d'autres changements importants à Bécancour d'ici à ce que le prochain plan d'approvisionnement sur 10 ans soit déposé en novembre 2019.
Bruce Power	
Mars 2014	Corporation Cameco a vendu sa participation de société en commandite de 31,6 % dans Bruce B à BPC Generation Infrastructure Trust.
Quatrième trimestre de 2014	Un nouveau projet de loi fédérale canadienne a été adopté en 2015 concernant la détermination de la responsabilité et de l'indemnisation en cas d'incident nucléaire au Canada ayant causé des blessures et des dommages. En 2016, le cabinet a promulgué la loi, ont les dispositions entrent en vigueur le 1 ^{er} janvier 2017. Cette loi remplacera la législation existante qui prévoit actuellement que l'exploitant autorisé d'une centrale nucléaire a une responsabilité absolue et exclusive et limite la responsabilité à un montant maximal de 75 M\$. La nouvelle loi concorde essentiellement avec le régime existant même si la responsabilité maximale sera portée à 650 M\$ et augmentera par tranches, sur une période de trois ans, pour atteindre un montant maximal de 1 G\$. L'exploitant sera également tenu de maintenir des garanties financières au moyen notamment d'une assurance du montant de la responsabilité maximale. Notre filiale indirecte est propriétaire de 50 % des actions ordinaires de Bruce Power Inc., l'exploitant autorisé de Bruce Power, de sorte que Bruce Power Inc. est assujettie à cette responsabilité en cas d'incident ainsi qu'à d'autres exigences de la législation.
Décembre 2015	Bruce Power a conclu un accord avec l'IESO afin de prolonger la durée de vie utile de l'installation jusqu'à la fin de 2064. Ce nouvel accord représente une prolongation et une modification importante de l'accord antérieur qui a mené à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 au site. L'accord modifié prend effet le 1 ^{er} janvier 2016 et permet à Bruce Power d'investir immédiatement dans des mesures visant à prolonger la durée de vie des réacteurs 3 à 8. Notre quote-part estimative de l'investissement dans le programme de gestion de l'actif qui sera réalisé pendant la durée de l'accord s'élève à environ 2,5 G\$ (en dollars de 2014). Notre quote-part estimative de l'investissement dans les travaux de remplacement des composantes majeures qui devraient débuter en 2020 s'élève à environ 4 G\$ (en dollars de 2014). Dans certaines circonstances, Bruce Power et l'IESO peuvent renoncer à effectuer le reste des investissements dans les travaux de remplacement des composantes majeures si le coût excède certains seuils ou n'offre pas d'avantages économiques suffisants. L'accord a été structuré de façon à tenir compte de l'évolution des coûts des intrants au fil du temps, y compris les frais d'exploitation courants et les investissements en capital supplémentaires. Depuis janvier 2016, Bruce Power reçoit un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh pour tous les réacteurs, qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des frais de combustible et de location. Au fil du temps, le prix uniforme sera ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi à Bruce Power aux termes des programmes de gestion d'actifs et d'investissement de remplacement de composantes principales. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer une meilleure correspondance entre les produits et les coûts à long terme. Dans le cadre de cette occasion, nous avons exercé notre option visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour 236 M\$ auprès du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario. Après cette acquisition, Bruce A et Bruce B ont fusionné pour former une seule structure de partenariat. En 2015, nous avons comptabilisé une charge de 36 M\$, qui représentait notre quote-part, au règlement de la dette de Bruce Power dans le cadre de cette fusion. Nous détenons maintenant une participation de 48,5 % dans cette structure de partenariat nouvellement fusionnée.
Deuxième trimestre de 2016	Bruce Power a émis des obligations et effectué un prélèvement sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre d'un programme de financement visant à financer son programme d'immobilisations et à verser des distributions à ses partenaires. Les distributions que nous avons reçues de Bruce Power au deuxième trimestre de 2016 comprenaient 725 M\$ provenant de ce programme de financement.

Date	Description du fait nouveau
Février 2017	Bruce Power a émis des obligations supplémentaires dans le cadre de son programme de financement et a distribué 362 M\$ à TransCanada.
Cancarb Limited et installation de chaleur résiduelle Cancarb	
Janvier 2014	Nous avons annoncé que nous avons conclu une convention en vue de vendre Cancarb Limited, notre installation de noir de carbone thermique, ainsi que son installation de production d'électricité connexe.
Avril 2014	La clôture de la vente de Cancarb Limited et de son installation de production d'électricité connexe a été réalisée pour un produit brut de 190 M\$. Nous avons constaté un gain après impôt de 99 M\$ au cours du deuxième trimestre de 2014.
Énergie solaire en Ontario	
Septembre 2014	Nous avons fait l'acquisition de trois installations d'énergie solaire pour la somme de 181 M\$ conformément à notre convention de décembre 2011, aux termes de laquelle nous avons convenu d'acheter des installations de production d'énergie solaire en Ontario (d'une capacité combinée de 86 MW) auprès de Canadian Solar Solutions Inc., en contrepartie d'environ 500 M\$.
Décembre 2014	Nous avons fait l'acquisition d'une autre installation d'énergie solaire pour la somme de 60 M\$. Notre investissement total dans les huit installations d'énergie solaire que nous avons achetées est de 457 M\$. Toute l'énergie produite par les installations d'énergie solaire est vendue aux termes de contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis avec l'IESO.
Installations énergétiques aux États-Unis	
Monétisation de l'entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis	
Novembre 2016	Nous avons annoncé la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et de Kibby Wind à Helix Generation, LLC, membre du même groupe que LS Power Equity Advisors, pour la somme de 2,2 G\$ US, ainsi que la vente de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, membre du même groupe qu'ArcLight Capital Partners LLC, pour la somme de 1,065 G\$ US. Ces deux opérations de vente devraient être conclues au premier semestre de 2017, sous réserve de l'obtention de certaines approbations des organismes de réglementation et d'autres approbations, et comporteront des ajustements de clôture. Ces ventes devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,2 G\$ avant impôts (1,1 G\$ après impôts), y compris une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 1 085 M\$ (656 M\$ après impôts), une perte nette de 829 M\$ (863 M\$ après impôts) sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et un gain d'environ 710 M\$ (440 M\$ après impôts) sur la vente des actifs d'énergie hydraulique qui seront comptabilisés à la clôture de l'opération. Un processus de monétisation de notre entreprise de commercialisation, TCPM, est en cours.
Ravenswood	
Mai 2015	La centrale de Ravenswood a été remise en service après l'arrêt d'exploitation imprévu de septembre 2014 causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. Les indemnités d'assurance, déduction faite des franchises, pour cet événement ont été reçues et sont comptabilisées au titre des produits tirés de la capacité afin de compenser les sommes perdues au cours des périodes visées par la réduction du taux d'arrêt forcé. Grâce à ces indemnités d'assurance, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 n'a pas eu d'incidence notable sur notre résultat, même si le résultat enregistré n'a pas correspondu exactement aux pertes de produits en raison du moment de la réception du produit de l'assurance. De plus, les indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu de l'installation de Ravenswood survenu en 2008 ont été reçues en juin 2016, et une portion de ce produit a été comptabilisée dans les produits tirés des installations énergétiques. Voir la rubrique <i>Monétisation de l'entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis</i> ci-dessus.
Ironwood	
Février 2016	Nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood, située à Lebanon, en Pennsylvanie, d'une capacité nominale de 778 MW, pour une contrepartie en espèces de 653 M\$ US compte tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition. La centrale Ironwood fournit de l'énergie au marché de l'électricité de la région de PJM Interconnection. Voir la rubrique <i>Monétisation de l'entreprise d'électricité dans le nord-est des États-Unis</i> ci-dessus.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs à l'énergie, y compris les changements qui devraient survenir selon nous pendant l'exercice en cours, figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Au sujet de la société — Notre stratégie, Énergie — Résultats financiers, Énergie — Perspectives, Énergie — Les rouages du secteur de l'énergie et Énergie — Faits marquants*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Activités de TransCanada

Nous sommes une société d'infrastructure énergétique nord-américaine de pointe dont les principales activités sont axées sur les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Nos produits tirés de l'exploitation par secteur pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 figurent à la rubrique *Au sujet de la Société — Trois entreprises essentielles — Total des produits* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Le texte qui suit décrit chacune des trois entreprises essentielles de TransCanada.

GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs transporte du gaz naturel à partir de bassins d'approvisionnement jusqu'à des sociétés de distribution locales, à des installations de production d'électricité, à des pipelines de raccordement et à d'autres entreprises un peu partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre entreprise de gazoducs est divisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique, à savoir les gazoducs canadiens, les gazoducs américains et les gazoducs mexicains.

Une description des gazoducs et des actifs de stockage de gaz naturel réglementés que nous exploitons et d'autres renseignements sur nos pipelines, les faits nouveaux et possibilités, les faits nouveaux importants en matière de réglementation et notre position concurrentielle en ce qui concerne notre entreprise de gazoducs figurent aux rubriques *Gazoducs*, *Gazoducs – Canada*, *Gazoducs – États-Unis* et *Gazoducs – Mexique* du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

PIPELINES DE LIQUIDES

Notre infrastructure existante relative aux pipelines de liquides relie les sources d'approvisionnement en pétrole brut de l'Alberta aux marchés américains du raffinage en Illinois, en Oklahoma et au Texas, de même que les sources d'approvisionnement en pétrole brut américaines du carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, aux marchés du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre infrastructure future proposée de pipelines relierait également les sources d'approvisionnement en pétrole brut du Canada et des États-Unis aux marchés du raffinage de l'Est canadien et aux marchés de l'exportation outre-mer et élargirait l'accès du pétrole brut canadien et américain vers les marchés américains.

Une description des pipelines et des biens que nous exploitons et d'autres renseignements sur nos pipelines, les faits nouveaux et possibilités, les faits nouveaux importants en matière de réglementation et notre position concurrentielle en ce qui concerne notre entreprise de pipelines de liquides figurent à la rubrique *Pipelines de liquides* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

RÉGLEMENTATION DES GAZODUCS ET DES PIPELINES DE LIQUIDES

Canada

Gazoducs

Le réseau principal au Canada, le réseau de NGTL et le réseau Foothills (collectivement, les **Réseaux**) sont réglementés par l'ONÉ aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). L'ONÉ réglemente la construction et l'exploitation des installations ainsi que les conditions des services, y compris les taux, pour ces réseaux de transport de gaz naturel réglementés canadiens.

L'ONÉ établit généralement les droits qui permettent à TransCanada de récupérer les coûts du transport du gaz naturel, notamment le rendement du capital (amortissement) et le rendement sur la base d'investissement moyenne de chacun des Réseaux. De façon générale, les gazoducs canadiens demandent que l'ONÉ approuve le coût du service et les droits du pipeline une fois l'an et récupèrent ou remboursent l'écart entre les produits et les coûts réels et prévus au cours des années subséquentes. Le réseau principal au Canada recourt toutefois à un arrangement à droits fixes pour ses services de transport garanti à plus long terme et a la possibilité d'établir les prix de ses services à plus court terme et de ses services discrétionnaires de façon à maximiser le produit de ses activités ordinaires. De plus amples renseignements sur la décision de l'ONÉ concernant la proposition de restructuration au Canada et le règlement avec les sociétés de distribution locales figurent ci-dessus à la rubrique *Développement général de l'activité — Gazoducs — Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens — Règlement relatif au réseau principal au Canada*. Par ailleurs, l'ONÉ a approuvé la demande de règlement sur les besoins en produits de NGTL qui avait été déposée en décembre 2015, sous réserve de certaines obligations de déclaration qui ont par la suite été remplies et approuvées par l'ONÉ.

Les nouvelles installations sur les Réseaux ou qui y sont associées sont approuvées par l'ONÉ avant leur mise en chantier et l'ONÉ réglemente l'exploitation de chacun des Réseaux. Le résultat net des Réseaux varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, du RCA autorisé et de la possibilité de produire des revenus incitatifs.

Projets de GNL de la côte Ouest – projets de gazoducs

Les projets de gazoducs Costal GasLink et TGPR sont proposés et développés principalement sous le régime réglementaire administré par l'OGC et l'EAO. L'OGC est responsable de la supervision des activités pétrolières et gazières en Colombie-Britannique, notamment l'exploration, le développement, le transport par pipeline et la remise en état. L'EAO est un organisme qui gère l'examen des principaux projets proposés en Colombie-Britannique, comme l'exige la *Environmental Assessment Act* de la Colombie-Britannique.

Pipelines de liquides

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, la construction et l'exploitation du tronçon canadien du réseau de pipelines Keystone. Les tarifs du service de transport pour le réseau de pipelines Keystone sont calculés conformément à une méthodologie convenue dans les conventions de services de transport intervenues entre Keystone et ses expéditeurs et approuvée par l'ONÉ.

Projets de pipelines de liquides

Les projets de pipeline Northern Courier et de pipeline Grand Rapids sont actuellement en construction et le pipeline White Spruce est en cours de développement, tous ces projets étant assujettis principalement au régime réglementaire administré par l'AER. L'AER administre les approbations requises pour la construction et l'exploitation des oléoducs et des installations associées conformément à la *Directive 56*, les approbations visant à obtenir un droit de passage en vertu de la *Public Land Act* et les approbations environnementales en vertu de la *Environmental and Protection Enhancement Act*.

L'oléoduc Énergie Est est développé sous le régime réglementaire administré par l'ONÉ.

États-Unis

Gazoducs

TransCanada est assujettie à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux, étatiques et locaux, notamment ceux dont il est question plus précisément ci-dessous.

Les gazoducs dont la Société est entièrement ou partiellement propriétaire aux États-Unis sont considérés comme des *sociétés de gaz naturel (natural gas companies)*, sont régis par la *Natural Gas Act of 1938* et la *Natural Gas Policy Act of 1978* et sont assujettis aux pouvoirs de la FERC. En vertu de la *Natural Gas Act of 1938*, la FERC régit la construction, l'acquisition et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes utilisés pour le transport et la vente de gaz naturel dans le cadre du commerce entre États, y compris le prolongement, l'agrandissement ou la cessation d'exploitation de ces installations. La FERC a également le pouvoir de fixer les tarifs et les frais du transport et du stockage du gaz naturel dans le cadre du commerce entre États.

TransCanada est titulaire de certificats d'utilité publique délivrés par la FERC qui l'autorisent à exploiter les gazoducs, les installations et les biens actuellement en exploitation ainsi qu'à transporter et à stocker du gaz naturel dans le cadre du commerce entre États. Nos activités réglementées de stockage de gaz naturel comptent également des installations qui sont régies par la FERC. La Société est par ailleurs assujettie à la *Natural Gas Pipeline Safety Act of 1968* et à la *Pipeline Safety Improvement Act of 2002*, qui régissent la sécurité des gazoducs.

Pipelines de liquides

La FERC réglemente les conditions de desserte, y compris les tarifs de transport, des pipelines de liquides entre les États, dont le tronçon américain du réseau de pipelines Keystone et des installations Marketlink. Le choix de l'emplacement et la construction des installations pipelinières sont régis par l'organisme de réglementation de l'État dans lequel ces installations sont situées. La sécurité des pipelines est régie par la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration du Department of Transportation des États-Unis. Les pipelines de liquides qui traversent la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis, comme le projet de pipeline Upland, devront obtenir un permis présidentiel du Département d'État des États-Unis.

Mexique

Gazoducs

Les pipelines de TransCanada au Mexique sont réglementés par la Comisión Reguladora de Energía ou commission de réglementation de l'énergie, qui approuve la construction des nouvelles installations pipelinières et l'exploitation courante de l'infrastructure. Les tarifs, les services et les taux connexes associés à nos pipelines au Mexique sont approuvés; toutefois, les

contrats qui soutiennent la construction et l'exploitation des installations sont des contrats de taux fixes négociés à long terme. Ces taux ne peuvent être modifiés que dans des circonstances précises comme certains cas de force majeure ou des modifications aux lois.

ÉNERGIE

Notre secteur de l'énergie compte trois groupes :

- les installations énergétiques au Canada;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé);
- les installations énergétiques aux États-Unis (dont la monétisation devrait être réalisée au cours du premier semestre de 2017).

De plus amples renseignements sur les actifs énergétiques que nous exploitons, l'approvisionnement en électricité dont nous sommes propriétaires ou sur lequel nous détenons des droits, la capacité de production d'électricité que nous possédons ou développons et les actifs énergétiques actuellement en construction, ainsi que sur nos avoirs dans le secteur de l'énergie, les faits nouveaux importants et les possibilités en ce qui concerne notre entreprise d'énergie figurent à la rubrique *Énergie* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Généralités

EMPLOYÉS

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TransCanada, TCPL, comptait 7 165 employés, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Calgary (comprend les employés américains travaillant au Canada)	2 570
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	581
Est du Canada	300
Houston (comprend les employés canadiens travaillant aux États-Unis)	712
Midwest des États-Unis	747
Nord-est des États-Unis	653
Sud-est des États-Unis/côte américaine du golfe du Mexique (à l'exclusion de Houston)	1 313
Côte ouest des États-Unis	79
Mexique et Amérique du Sud	210
Total	7 165

RESTRUCTURATION ET TRANSFORMATION DE L'ENTREPRISE

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise. Même si notre stratégie d'entreprise demeure la même, nous avons entrepris cette initiative en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficacité de nos activités actuelles. Pour de plus amples renseignements sur la restructuration et la transformation de notre entreprise, se reporter au rapport de gestion à la rubrique *Siège social — Restructuration et transformation de l'entreprise*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.

Le 1^{er} juillet 2016, nous avons acquis une participation de 100 % dans Columbia pour un prix d'achat en espèces de 10,3 G\$ US. L'acquisition a été financée initialement au moyen du produit de 4,4 G\$ tiré de la vente de reçus de souscription, de prélèvements sur des facilités de crédit-relais d'acquisition totalisant 6,9 G\$ US et de l'encaisse existante. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne et, après la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de Columbia, se reporter au rapport de gestion à la rubrique *Au sujet de la société — Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc.*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

SANTÉ, SÉCURITÉ, PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET POLITIQUES SOCIALES

Le comité santé, sécurité et environnement (**SSE**) du conseil d'administration de TransCanada (le **conseil**) surveille le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus et les risques associés à la sécurité du personnel et à l'environnement et supervise le respect de notre politique d'entreprise sur la SSE au moyen de rapports réguliers de la direction. Nous avons un système de gestion qui établit un cadre pour la gestion des questions relatives à la SSE et qui sert à saisir, organiser, consigner et améliorer nos politiques, nos programmes et nos procédures connexes et en suivre l'évolution.

Notre système de gestion pour la SSE s'inspire des normes internationales, est conforme aux normes consensuelles sectorielles externes et à des programmes volontaires et respecte les exigences législatives et réglementaires applicables et divers autres systèmes de gestion interne. Il suit un cycle d'amélioration continue divisé en quatre domaines principaux :

- *la planification* : évaluation du risque et des règlements, objectifs et cibles et structure et responsabilités
- *mise en œuvre* : élaboration et mise en œuvre de programmes, de plans, de procédures et de pratiques visant la gestion du risque opérationnel
- *rapports* : gestion des documents et des registres, communications et rapports
- *action* : audit permanent et examen du rendement en ce qui concerne la SSE

Le comité examine le rendement en ce qui concerne la SSE et la gestion du risque opérationnel. Il reçoit des rapports détaillés sur les questions qui suivent :

- la gouvernance générale en matière de SSE;
- les critères de rendement opérationnel et d'entretien préventif;
- les programmes d'intégrité des actifs;
- la préparation aux situations d'urgence et la réponse et l'évaluation en cas d'incident;
- les critères de rendement en matière de sécurité du personnel et des processus;
- l'évolution de la législation et de la réglementation applicables et le respect de celles-ci.

Le comité reçoit aussi des mises à jour sur des centres d'intérêt particuliers de l'examen de la gestion du risque associé à l'exploitation et à la construction qui est mené par la direction ainsi que les résultats et les plans de mesures correctives émanant des audits effectués à l'interne et par des tiers. Des renseignements concernant les effets financiers et au plan de l'exploitation des exigences en matière de protection environnementale sur les dépenses en immobilisations, les profits ou les pertes et la position concurrentielle de TransCanada figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Autres renseignements — Risques et gestion des risques — Santé, sécurité et environnement*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. En règle générale, le comité ou le président du comité effectue chaque année une visite de l'un de nos actifs existants ou de nos projets en développement dans le cadre de sa responsabilité de contrôler et d'examiner nos pratiques en matière de SSE. De plus, le conseil et le comité effectuent chaque année une visite conjointe de site. En 2016, le comité a participé à une séance extraordinaire consacrée à la sécurité opérationnelle.

Politiques environnementales

Les installations de TransCanada sont assujetties à des lois et des règlements fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux sur l'environnement qui régissent la protection de l'environnement, notamment les émissions dans l'atmosphère et les émissions de GES, la qualité de l'eau, l'évacuation des eaux usées et la gestion des déchets. Ces lois et règlements exigent généralement l'obtention de bon nombre d'enregistrements, de licences, de permis et d'autres approbations environnementaux relativement aux installations, ou le respect de nombreuses exigences en matière d'environnement. Le non-respect de ces lois et règlements peut entraîner l'imposition de pénalités et amendes administratives, civiles ou criminelles, de mesures correctives et/ou le prononcé d'ordonnances concernant les activités futures. Nous avons mis en œuvre des programmes d'audit et d'inspection conçus pour veiller à ce que nos installations respectent les obligations environnementales.

Sécurité et intégrité des actifs

La sécurité, qui est l'une des valeurs d'entreprise de TransCanada, fait partie de la culture de travail de nos employés. Chaque année, nous établissons des buts fondés sur l'amélioration durable, d'année en année, de nos résultats en matière de sécurité et sur l'atteinte ou le dépassement des normes de l'industrie.

La sécurité et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement développée sont hautement prioritaires. Tous les nouveaux actifs sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu que lorsque toutes les exigences imposées sont remplies.

TransCanada effectue chaque année des exercices d'intervention en cas d'urgence afin d'assurer une coordination efficace entre la Société, les intervenants d'urgence locaux, les organismes de réglementation et les représentants de gouvernement en cas d'urgence. TransCanada utilise le système de commandement des interventions qui favorise une approche unifiée à l'égard des interventions d'urgence auprès des membres de la communauté. TransCanada offre par ailleurs une formation annuelle à tout son personnel sur le terrain sous forme d'exercices sur table, de formation en ligne et de formation dirigée par les fournisseurs.

Politiques sociales

TransCanada a mis en place un certain nombre de politiques, de principes directeurs et de pratiques afin d'aider à gérer les relations avec les autochtones et les parties intéressées. Nous avons adopté un code d'éthique des affaires (le **code**) qui s'applique à l'ensemble des employés, des dirigeants et des administrateurs ainsi qu'aux employés contractuels de TransCanada et de ses filiales en propriété exclusives et des entités qu'elle exploite dans les pays où nous exerçons des activités. Tous les employés (y compris les membres de la haute direction) et les administrateurs doivent attester de leur conformité au code.

Notre approche envers les autochtones et les parties intéressées se fonde sur la nécessité de nouer des relations, le respect mutuel et la confiance tout en reconnaissant les valeurs, les besoins et les intérêts propres à chaque communauté. La Déclaration de TransCanada sur la participation des parties intéressées offre la structure nécessaire pour guider les comportements et les actes de nos équipes, en assurant qu'elles comprennent bien leurs responsabilités, qu'elles fassent preuve de respect et de courtoisie et qu'elles prennent l'opportunité de répondre à chaque partie intéressée.

Les politiques de TransCanada en matière de relations avec les autochtones et les amérindiens sont guidées par des principes de confiance, de respect et de responsabilité. Nous travaillons avec les collectivités autochtones afin de trouver des solutions et des avantages mutuellement acceptables. Ces politiques reconnaissent la diversité et l'unicité de chaque collectivité autochtone, la signification de la terre et l'importance de bâtir des relations basées sur le respect mutuel et la confiance.

TransCanada s'est également dotée d'un programme anticorruption, qui comporte une politique anticorruption, de la formation en ligne offerte annuellement à tout le personnel, de la séance de formation en personne offerte à tous les employés qui travaillent dans des secteurs plus à risque de notre entreprise, un processus de contrôle diligent des fournisseurs et des entrepreneurs et la vérification de certains types d'opérations.

Nous nous efforçons d'améliorer continuellement la façon dont nous abordons les questions environnementales, sociales et économiques liées à nos activités, compte tenu de leur interrelation et de leur complexité. Ces questions revêtent une grande importance pour les parties intéressées et les collectivités autochtones et ont une incidence sur notre capacité à construire et à exploiter des infrastructures énergétiques.

Facteurs de risque

Le rapport de gestion contient une analyse des facteurs de risque ayant une incidence sur nous aux rubriques *Gazoducs — Gazoducs – Risques d'entreprise*, *Pipelines de liquides — Risques d'entreprise* et *Autres renseignements — Risques et gestion des risques*, rubriques qui sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi.

Dividendes

Notre conseil d'administration n'a pas adopté de politique définie en matière de dividendes. Le conseil examine trimestriellement le rendement financier de TransCanada et juge du niveau approprié de dividendes à déclarer au trimestre suivant. Nos versements de dividendes actuels proviennent principalement des dividendes que TransCanada reçoit à titre d'actionnaire ordinaire unique de TCPL. Il existe des dispositions dans les divers actes de fiducie ou ententes de crédit auxquels TCPL est partie qui restreignent la capacité de TCPL à déclarer des dividendes et à en verser à TransCanada, dans certaines circonstances, et, si ces restrictions devaient s'appliquer, elles pourraient avoir, à leur tour, une incidence sur notre capacité à déclarer ou à verser des dividendes. Aux termes des billets de fiducie émis par TransCanada Trust (filiale fiduciaire

de financement appartenant en propriété exclusive à TCPL) et des ententes connexes, dans certaines circonstances, y compris lorsque les porteurs des billets de fiducie reçoivent des actions privilégiées dans un cas de report de TCPL au lieu de versements d'intérêt en espèces et lorsque des actions privilégiées issues de l'échange sont émises aux porteurs de billets de fiducie à la suite de certains événements associés à la faillite, il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de verser des dividendes sur leurs actions privilégiées en circulation ou de racheter ces actions (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes ces actions privilégiées issues de l'échange ou dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. De plus amples renseignements sur ces billets de fiducie figurent à la rubrique *Situation financière — Émission de billets subordonnés de rang inférieur* du rapport de gestion. La direction de TransCanada est d'avis que ces dispositions ne restreignent ni ne modifient actuellement la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes.

Les dividendes sur nos actions privilégiées sont payables trimestriellement si le conseil en déclare et au moment où le conseil en déclare. Les dividendes déclarés sur nos actions ordinaires et privilégiées au cours des trois derniers exercices clos et l'augmentation du dividende trimestriel par action ordinaire sur nos actions ordinaires en circulation pour le trimestre se terminant le 31 mars 2017 sont indiqués dans le rapport de gestion à la rubrique *Au sujet de la Société — Points saillants des résultats financiers de 2016 — Dividendes*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Description de la structure du capital

CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 863 759 075 étaient émises et en circulation à la fin de l'exercice, et en un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang, qui peuvent être émises en séries.

Le nombre d'actions privilégiées émises et en circulation à la fin de l'exercice, ou à une autre date déterminée, est indiqué dans le rapport de gestion à la rubrique *Au sujet de la Société — Trois entreprises essentielles*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. Le texte qui suit est une description des principales caractéristiques de chacune de ces catégories d'actions.

Actions ordinaires

Chaque action ordinaire confère à son porteur une voix à toutes les assemblées des actionnaires, sauf celles où seuls les porteurs d'une autre catégorie d'actions précise sont habilités à voter, et, sous réserve des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions se rattachant aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang, en tant que catégorie ou série, ainsi qu'à toute autre catégorie ou série d'actions de TransCanada de rang supérieur aux actions ordinaires, confère à son porteur le droit de recevoir : (i) des dividendes, lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration, par prélèvement sur les actifs de TransCanada dûment applicables au paiement des dividendes au montant, au moment et au lieu ou aux lieux que le conseil peut fixer; (ii) au reliquat des biens de TransCanada lors de sa dissolution.

Nous avons un régime de droits des actionnaires conçu pour assurer, dans la mesure du possible, que tous les actionnaires de TransCanada sont traités équitablement dans le cadre d'une offre publique d'achat visant la Société. Le régime crée un droit rattaché à chaque action ordinaire en circulation ainsi qu'à chaque action ordinaire émise subséquemment. Chaque droit peut être exercé dix jours de bourse après qu'une personne a acquis (**un acquéreur**), ou lance une offre publique d'achat en vue d'acquérir, 20 % ou plus des actions ordinaires, sauf par une acquisition au moyen d'une offre publique d'achat permise aux termes du régime (**une offre permise**). Avant un événement déclencheur (défini ci-après), chaque droit permet aux porteurs inscrits d'acheter de la société des actions ordinaires de TransCanada à un prix d'exercice correspondant au triple de leur cours, sous réserve de rajustements et des dispositions antidilution (**le prix d'exercice**). L'acquisition véritable par une personne d'au moins 20 % des actions ordinaires, autrement qu'aux termes d'une offre permise, est appelée un *événement déclencheur (flip-in event)*. Dix jours de bourse après un événement déclencheur, chaque droit permettra aux porteurs inscrits autres qu'un acquéreur de recevoir, sur paiement du prix d'exercice, le nombre d'actions ordinaires dont le cours au marché global équivalait à deux fois le prix d'exercice.

TransCanada a un régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (**RRD**) aux termes duquel les porteurs admissibles d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en espèces pour obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. Depuis les dividendes déclarés le 27 juillet 2016, les actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 %, plutôt

que d'être achetées sur le marché libre, aux fins de la participation au RRD. Les participants peuvent également verser des sommes supplémentaires pouvant atteindre 10 000 \$ par trimestre pour acheter des actions ordinaires supplémentaires. Les achats supplémentaires ne font l'objet d'aucun escompte. Les participants n'ont à payer aucun courtage ni autres frais d'opérations pour les achats faits aux termes du RRD.

TransCanada a également un régime de rémunération à base d'actions permettant à certains employés d'acheter des actions ordinaires de TransCanada. Les prix d'exercice des options correspondent au cours de clôture à la Bourse de Toronto (**TSX**) le dernier jour de bourse précédant immédiatement la date d'attribution. Les options attribuées aux termes du régime peuvent généralement être exercées intégralement après trois ans et deviennent caduques sept ans après la date de l'attribution.

Actions privilégiées de premier rang

Sous réserve de certaines restrictions, le conseil peut de temps à autre émettre des actions privilégiées de premier rang en une ou plusieurs séries et déterminer pour l'une ou l'autre de ces séries sa désignation, le nombre d'actions en faisant partie ainsi que les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés à chaque série. Les actions privilégiées de premier rang, en tant que catégorie, comportent notamment les dispositions décrites ci-après.

Les actions privilégiées de premier rang de chaque série prennent rang égal avec les actions privilégiées de premier rang de toute autre série et ont priorité de rang sur les actions ordinaires, les actions privilégiées de deuxième rang et toute autre action de rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang à l'égard du paiement de dividendes, du remboursement de capital et de la distribution de l'actif de TransCanada en cas de liquidation ou de dissolution de celle-ci.

À moins de disposition contraire dans la LCSA, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'auront pas le droit d'exercer de droits de vote ni de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'assister à ces assemblées. Les porteurs d'une série particulière d'actions privilégiées de premier rang pourront exercer, si les administrateurs en décident ainsi avant l'émission de cette série, les droits de vote que les administrateurs peuvent établir si TransCanada omet de payer des dividendes sur cette série d'actions privilégiées au cours de toute période que les administrateurs peuvent déterminer.

Les dispositions rattachées aux actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie peuvent être modifiées uniquement avec l'approbation des porteurs d'actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie. Cette approbation devant être donnée par les porteurs des actions privilégiées de premier rang peut être donnée par le vote affirmatif des porteurs de non moins de $66\frac{2}{3}\%$ des actions privilégiées de premier rang représentées et dont les droits de vote sont exercés à une assemblée de ces porteurs ou à une reprise d'assemblée en cas d'ajournement.

Les porteurs des actions privilégiées de série 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 15 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe payables trimestriellement, lorsque le conseil en déclare, qui seront rajustés périodiquement à dates fixes, à un taux annualisé correspondant à la somme du rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans alors en vigueur, calculé au début de la période de cinq ans applicable, et d'une majoration telle qu'indiquée dans le tableau ci-dessous (sous réserve, dans le cas des actions privilégiées de série 13 et 15, d'un taux rajusté minimum fixe), et ils ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 et 16 à dividende cumulatif rachetables, respectivement, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion indiquées dans le tableau ci-dessous. TransCanada peut racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 15 aux dates de conversions indiquées dans le tableau ci-dessous en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

Les porteurs des actions privilégiées de série 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 et 16 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables trimestriellement, lorsque le conseil en déclare, à un taux annualisé correspondant à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours alors en vigueur, recalculé trimestriellement, et d'une majoration telle qu'indiquée dans le tableau ci-dessous, et ils ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 et 15 respectivement, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion indiquées dans le tableau ci-dessous. TransCanada peut racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 et 16 après leur date de rachat initial respective indiquée dans le tableau ci-dessous en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats effectués aux dates de rachat indiquées dans le tableau ci-dessous ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats effectués à toute autre date, majorée dans chaque cas de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 et 16 ont le droit de recevoir, en priorité sur les porteurs des actions ordinaires ou de toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de premier rang, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

Série d'actions privilégiées de premier rang	Date de rachat initial	Dates de conversion/rachat	Écart (%)
Actions privilégiées de série 1	31 décembre 2014	31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite	1,92
Actions privilégiées de série 2	—	31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite	1,92
Actions privilégiées de série 3	30 juin 2015	30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite	1,28
Actions privilégiées de série 4	—	30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite	1,28
Actions privilégiées de série 5	30 janvier 2016	30 janvier 2016 et tous les cinq ans par la suite	1,54
Actions privilégiées de série 6	—	30 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite	1,54
Actions privilégiées de série 7	30 avril 2019	30 avril 2019 et tous les cinq ans par la suite	2,38
Actions privilégiées de série 8	—	30 avril 2024 et tous les cinq ans par la suite	2,38
Actions privilégiées de série 9	30 octobre 2019	30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite	2,35
Actions privilégiées de série 10	—	30 octobre 2024 et tous les cinq ans par la suite	2,35
Actions privilégiées de série 11	30 novembre 2020	30 novembre 2020 et tous les cinq ans par la suite	2,96
Actions privilégiées de série 12	—	30 novembre 2025 et tous les cinq ans par la suite	2,96
Actions privilégiées de série 13	31 mai 2021	31 mai 2021 et tous les cinq ans par la suite	4,69
Actions privilégiées de série 14	—	31 mai 2026 et tous les cinq ans par la suite	4,69
Actions privilégiées de série 15	31 mai 2022	31 mai 2022 et tous les cinq ans par la suite	3,85
Actions privilégiées de série 16	—	31 mai 2027 et tous les cinq ans par la suite	3,85

À moins de dispositions contraires dans la LCSA, les porteurs respectifs des actions privilégiées de premier rang de chaque série en circulation n'ont pas de droits de vote et n'ont pas le droit de recevoir un avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins que TransCanada n'ait omis de verser huit dividendes trimestriels sur cette série d'actions privilégiées, consécutifs ou non, auquel cas les porteurs des actions privilégiées de premier rang de la série visée ont le droit de recevoir un avis de convocation à chaque assemblée des actionnaires où il y a élection d'administrateurs et qui a lieu plus de 60 jours après la date à laquelle TransCanada est en défaut pour la première fois et d'assister à une telle assemblée, et ils ont droit à une voix à l'égard des résolutions visant l'élection d'administrateurs par action privilégiée de premier rang de cette série, jusqu'à ce que tous les dividendes arriérés aient été versés. Sous réserve de la LCSA, les dispositions relatives aux séries se rattachant aux actions privilégiées de premier rang peuvent être modifiées avec l'approbation écrite de tous les porteurs de la série visée d'actions en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquées à cette fin et à laquelle un quorum est atteint.

Actions privilégiées de deuxième rang

Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de deuxième rang sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, si ce n'est que les actions privilégiées deuxième rang sont de rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang en ce qui concerne le paiement des dividendes, le remboursement de capital et la distribution de l'actif de TransCanada en cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada.

Notes

Bien que TransCanada Corporation n'ait pas émis de titres de créance, Moody's Investors Service, Inc. (**Moody's**) et S&P Global Ratings (**S&P**) lui ont attribué des notes et Moody's, S&P et DBRS Limited (**DBRS**) ont aussi attribué des notes à ses actions privilégiées en circulation. Moody's lui a attribué une note d'émetteur Baa1 avec perspectives stables et S&P lui a attribué une note à long terme de « A- » avec perspectives négatives. TransCanada Corporation ne prévoit pas actuellement émettre des titres de créance au public en son propre nom et il est prévu que ses besoins de financement par emprunt futurs continueront d'être financés principalement par l'intermédiaire de sa filiale, TCPL, et de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement appartenant en propriété exclusive à TCPL. Le tableau ci-après indique les notes qui sont actuellement attribuées aux catégories de titres en circulation de la Société, de TCPL, de TransCanada Trust et de diverses entités du groupe qui ont fait l'objet d'une notation par DBRS, Moody's et S&P :

	DBRS	Moody's	S&P
Titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL			
Débiteures	A (bas)	A3	A-
Billets à moyen terme	A (bas)	A3	A-
Billets subordonnés de rang inférieur de TCPL	BBB	Baa1	BBB
Billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust	Non notés	Baa2	BBB
Actions privilégiées de TransCanada Corporation	Pfd-2 (bas)	Baa2	P-2
Papier commercial (de TCPL et garanti par TCPL)	R-1 (bas)	P-2	A-2
Tendance/Perspective en matière de notation	Sous surveillance avec faits nouveaux en cours	Stable	Négative

Les notes visent à fournir aux investisseurs une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres et ne tiennent pas compte du cours ou du caractère adéquat d'un titre particulier pour un investisseur donné. Rien ne garantit qu'une note demeure en vigueur pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas révisée ou entièrement retirée par une agence de notation à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient.

La Société, TCPL, TransCanada Trust et diverses entités du groupe ont versé des honoraires à DBRS, à Moody's et à S&P pour les notes que celles-ci ont attribuées à chacune de leurs catégories de titres en circulation mentionnées ci-dessus. En plus des honoraires de surveillance annuels pour la Société et TCPL et leurs titres notés, des paiements supplémentaires ont été faits à DBRS, à Moody's et à S&P à l'égard d'autres services fournis dans le cadre de l'acquisition de Columbia.

Les renseignements concernant nos notes visent nos frais de financement, nos liquidités et nos activités. Certains facteurs pourraient avoir une incidence sur la disponibilité de nos options de financement, notamment les conditions et les perspectives relatives au marché mondial des capitaux et notre rendement financier. Notre accès aux marchés des capitaux à des taux concurrentiels dépend de la note et de la perspective de notation que nous avons reçues d'agences de notation comme DBRS, Moody's et S&P. Si nos notes subissaient une révision à la baisse, les frais de financement de TransCanada et les émissions éventuelles de titres de créance pourraient être défavorablement touchés. Une description des notes attribuées par les agences de notation indiquées dans le tableau ci-dessus est donnée ci-après.

DBRS

DBRS a différents échelons de notation pour les actions privilégiées et les titres de créance à court et à long terme. Les désignations *haut* ou *bas* sont utilisées pour indiquer la position relative d'une note au sein de toutes les catégories de notation, sauf AAA et D et sauf dans le cas des catégories R-1 et R-2, que DBRS utilise pour noter le papier commercial et les titres de créance à court terme et qui sont assorties des sous-catégories *haut*, *moyen* et *bas*. En ce qui concerne les titres de créance à long terme et les actions privilégiées, l'absence de la mention *haut* ou *bas* indique que la note se situe au milieu de la catégorie. La note R-1 (bas) attribuée aux titres de créance à court terme de TCPL et garantis par TCPL arrive au troisième rang des 10 catégories de notation et indique une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme à l'échéance est importante. Dans l'ensemble, la solidité des titres n'est pas aussi favorable que dans le cas des catégories de notation supérieures. Les titres de créance à court terme qui ont reçu la note de R-1 (bas) peuvent être

vulnérables à des événements futurs, mais les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. La note A (bas) attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL arrive au troisième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note A ont une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières est importante, mais la qualité du crédit est moindre que celle des titres qui ont reçu la note AA. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note A peuvent être vulnérables à des événements futurs mais les facteurs défavorables qui les visent sont considérés comme gérables. La note BBB attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur arrive au quatrième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance à long terme qui ont reçu la note BBB ont une qualité de crédit satisfaisante. La capacité de paiement des obligations financières est considérée comme acceptable, mais les titres de créance à long terme qui ont reçu la note de BBB pourraient être vulnérables aux événements futurs. La note Pfd-2 (bas) attribuée aux actions privilégiées de TransCanada arrive au deuxième rang des six catégories de notation pour les actions privilégiées. La qualité de crédit des actions privilégiées qui ont reçu la note Pfd-2 est satisfaisante. La protection des dividendes et du capital demeure importante; toutefois, les bénéfices, le bilan et les ratios de couverture ne sont pas aussi solides que ceux de sociétés dont les titres ont reçu la note Pfd-1. En général, la note Pfd-2 correspond aux sociétés dont les titres de créance à long terme ont reçu la note A.

MOODY'S

Moody's a différentes échelles de notation pour les obligations à court et à long terme. Les modificateurs numériques 1, 2 et 3 sont joints à chaque catégorie de notation allant de Aa jusqu'à Caa. Le modificateur 1 indique que l'obligation se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, le modificateur 2, une note médiane et le modificateur 3, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique. La note A3 attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL arrive au troisième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme. Les obligations qui ont reçu la note A sont considérés comme faisant partie de la catégorie médiane supérieure et sont assujettis à un faible risque de crédit. La note P-2 attribuée aux programmes américains de papier commercial de TCPL et garanti par TCPL arrive au deuxième rang des quatre catégories de notation pour les émetteurs de titres de créance à court terme. Les émetteurs notés P-2 ont une forte capacité à rembourser les titres de créance à court terme. La note Baa1 attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et la note Baa2 attribuée aux actions privilégiées de TransCanada et aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust arrivent au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme; les billets subordonnés de rang inférieur ont toutefois un rang supérieur dans la catégorie Baa puisqu'ils ont un qualificatif de 1, par rapport au qualificatif de 2 des billets de fiducie subordonnés et des actions privilégiées. Les obligations qui ont reçu la note « Baa » sont considérées comme étant de qualité moyenne et sont assujetties à un risque de crédit modéré, et, par conséquent, peuvent posséder certaines caractéristiques spéculatives.

S&P

S&P a divers échelons de notation pour les obligations à court et à long terme. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation particulière. La note A- attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL est la troisième note la plus élevée des 10 catégories de notation pour les obligations à long terme. La note A indique la forte capacité du débiteur à respecter son engagement financier; toutefois, l'obligation est un peu plus susceptible d'être touchée par les changements défavorables de l'évolution des événements et de la conjoncture économique que les obligations qui ont reçu des notes faisant partie de catégories de notation plus élevées. Les programmes américains de papier commercial de TCPL et garanti par TCPL se sont chacun vu attribuer la note de A-2, soit la deuxième catégorie la plus élevée sur huit pour les émetteurs de titres de créance à court terme. Les émetteurs de titres de créance à court terme qui reçoivent la note A-2 ont une capacité satisfaisante à respecter leurs engagements financiers, mais ils sont un peu plus susceptibles d'être touchés par les changements défavorables de l'évolution des événements et de la conjoncture économique que les débiteurs qui ont reçu des notes faisant partie des catégories de notation les plus élevées. La note BBB attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada arrive au quatrième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme et la note P-2 attribuée aux actions privilégiées de TransCanada arrive au deuxième rang des huit catégories de notation pour les actions privilégiées canadiennes. Les notes BBB et P-2 attribuées aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada ainsi qu'aux actions privilégiées de TransCanada démontrent des paramètres de protection adéquats. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou les changements dans certaines circonstances sont plus susceptibles d'entraîner une moins bonne capacité de la part du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard du titre de créance.

Marché pour la négociation des titres

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote de la TSX et de la New York Stock Exchange (**NYSE**) sous le symbole « TRP ». Le tableau suivant indique nos actions privilégiées inscrites à la cote de la TSX.

Type	Date d'émission	Symbole boursier
Actions privilégiées de série 1	30 septembre 2009	TRP.PR.A
Actions privilégiées de série 2	31 décembre 2014	TRP.PR.F
Actions privilégiées de série 3	11 mars 2010	TRP.PR.B
Actions privilégiées de série 4	30 juin 2015	TRP.PR.H
Actions privilégiées de série 5	29 juin 2010	TRP.PR.C
Actions privilégiées de série 6	1 ^{er} février 2016	TRP.PR.I
Actions privilégiées de série 7	4 mars 2013	TRP.PR.D
Actions privilégiées de série 9	20 janvier 2014	TRP.PR.E
Actions privilégiées de série 11	2 mars 2015	TRP.PR.G
Actions privilégiées de série 13	20 avril 2016	TRP.PR.J
Actions privilégiées de série 15	21 novembre 2016	TRP.PR.K

Les tableaux suivants indiquent les cours extrêmes et les cours de clôture à la fin du mois des actions ordinaires de TransCanada, ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à la TSX et à la NYSE et les cours extrêmes et les cours de clôture à la fin du mois des actions privilégiées de séries 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 13 et 15 respectivement, ainsi que le volume des opérations sur celles-ci, à la TSX qui ont été publiés pour les périodes indiquées :

ACTIONS ORDINAIRES

Mois	TSX (TRP)				NYSE (TRP)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations	Haut (\$ US)	Bas (\$ US)	Clôture (\$ US)	Volume des opérations
Décembre 2016	62,84 \$	58,12 \$	60,54 \$	35 638 977	46,47 \$	43,71 \$	45,15 \$	14 907 022
Novembre 2016	61,73 \$	57,36 \$	60,33 \$	58 022 527	46,06 \$	42,69 \$	44,83 \$	29 182 574
Octobre 2016	63,00 \$	60,11 \$	60,72 \$	21 743 805	47,92 \$	45,18 \$	45,28 \$	17 275 213
Septembre 2016	63,41 \$	58,98 \$	62,31 \$	30 764 941	48,52 \$	45,23 \$	47,56 \$	21 637 139
Août 2016	62,44 \$	58,76 \$	59,47 \$	30 263 105	48,34 \$	44,78 \$	45,45 \$	17 955 730
Juillet 2016	61,44 \$	58,15 \$	60,54 \$	43 506 816	47,49 \$	44,77 \$	46,35 \$	21 717 652
Juin 2016	58,83 \$	54,11 \$	58,46 \$	36 501 700	45,34 \$	41,29 \$	45,22 \$	23 263 530
Mai 2016	54,80 \$	50,82 \$	54,34 \$	26 448 076	42,11 \$	39,13 \$	41,46 \$	21 031 742
Avril 2016	52,45 \$	48,46 \$	52,10 \$	44 246 230	41,81 \$	36,76 \$	41,49 \$	23 621 043
Mars 2016	51,55 \$	46,81 \$	51,06 \$	52 762 816	39,70 \$	35,06 \$	39,31 \$	37 140 297
Février 2016	51,25 \$	46,63 \$	49,65 \$	32 492 217	37,25 \$	33,20 \$	36,70 \$	23 015 060
Janvier 2016	48,83 \$	41,51 \$	48,65 \$	38 245 477	34,85 \$	28,40 \$	34,56 \$	26 228 465

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Mois	Actions privilégiées										
	Série 1	Série 2	Série 3	Série 4	Série 5	Série 6	Série 7	Série 9	Série 11	Série 13	Série 15
Décembre 2016											
Haut	16,73 \$	15,51 \$	13,40 \$	12,38 \$	13,93 \$	13,49 \$	18,93 \$	19,76 \$	22,14 \$	26,72 \$	25,49 \$
Bas	15,12 \$	14,52 \$	11,96 \$	11,11 \$	12,52 \$	12,30 \$	17,86 \$	18,40 \$	20,22 \$	25,91 \$	24,88 \$
Clôture	16,26 \$	15,01 \$	13,30 \$	12,14 \$	13,86 \$	13,17 \$	18,85 \$	19,76 \$	22,00 \$	26,66 \$	25,46 \$
Volume des opérations	261 560	277 108	212 592	256 406	413 388	52 938	873 510	424 662	218 142	474 069	2 809 717
Novembre 2016											
Haut	16,26 \$	16,06 \$	12,66 \$	11,50 \$	13,97 \$	12,61 \$	18,75 \$	19,23 \$	21,88 \$	26,98 \$	24,99 \$
Bas	14,93 \$	14,02 \$	11,85 \$	10,60 \$	12,81 \$	11,55 \$	17,52 \$	18,10 \$	19,75 \$	25,81 \$	24,74 \$
Clôture	15,76 \$	14,96 \$	12,30 \$	11,15 \$	13,37 \$	12,40 \$	18,04 \$	18,50 \$	20,39 \$	26,05 \$	24,91 \$
Volume des opérations	358 669	272 090	249 686	389 358	269 182	70 081	1 394 860	602 166	514 149	813 487	4 524 844
Octobre 2016											
Haut	16,09 \$	14,84 \$	12,49 \$	11,08 \$	13,94 \$	12,39 \$	18,75 \$	19,25 \$	21,52 \$	26,84 \$	—
Bas	15,35 \$	13,82 \$	11,97 \$	10,42 \$	13,45 \$	11,51 \$	17,49 \$	17,99 \$	20,17 \$	26,32 \$	—
Clôture	15,50 \$	14,68 \$	12,18 \$	10,80 \$	13,58 \$	12,24 \$	18,47 \$	18,80 \$	21,12 \$	26,75 \$	—
Volume des opérations	212 127	305 357	272 961	227 124	245 586	28 700	753 435	182 357	324 487	627 251	—
Septembre 2016											
Haut	15,49 \$	14,25 \$	12,24 \$	10,84 \$	13,60 \$	12,83 \$	18,35 \$	19,12 \$	20,85 \$	26,83 \$	—
Bas	14,85 \$	13,32 \$	11,72 \$	10,34 \$	12,98 \$	11,54 \$	17,65 \$	18,34 \$	20,04 \$	26,17 \$	—
Clôture	15,39 \$	13,94 \$	12,00 \$	10,70 \$	13,50 \$	11,65 \$	17,97 \$	18,55 \$	20,58 \$	26,67 \$	—
Volume des opérations	197 211	195 416	74 008	87 305	116 045	15 910	262 053	227 501	151 268	758 738	—
Août 2016											
Haut	15,59 \$	14,30 \$	12,49 \$	10,85 \$	13,51 \$	12,50 \$	18,65 \$	19,64 \$	21,64 \$	26,89 \$	—
Bas	14,82 \$	13,49 \$	11,74 \$	10,38 \$	12,51 \$	11,05 \$	17,68 \$	18,51 \$	20,14 \$	26,15 \$	—
Clôture	15,38 \$	13,80 \$	12,09 \$	10,55 \$	13,44 \$	11,80 \$	18,27 \$	19,06 \$	20,54 \$	26,35 \$	—
Volume des opérations	134 779	172 200	191 065	68 496	159 674	14 500	483 364	261 901	184 520	666 758	—
Juillet 2016											
Haut	15,41 \$	13,80 \$	12,29 \$	10,74 \$	13,06 \$	12,00 \$	18,22 \$	19,00 \$	20,49 \$	26,74 \$	—
Bas	13,64 \$	12,67 \$	10,86 \$	9,63 \$	11,51 \$	11,40 \$	16,84 \$	17,10 \$	17,81 \$	26,04 \$	—
Clôture	15,10 \$	13,75 \$	12,00 \$	10,45 \$	12,65 \$	11,68 \$	17,95 \$	18,75 \$	20,38 \$	26,64 \$	—
Volume des opérations	222 195	112 725	183 268	64 255	172 074	27 125	589 105	351 427	266 702	1 284 668	—
Juin 2016											
Haut	15,71 \$	14,75 \$	12,01 \$	10,77 \$	12,83 \$	12,16 \$	18,44 \$	18,92 \$	20,19 \$	26,05 \$	—
Bas	13,70 \$	12,53 \$	10,65 \$	9,84 \$	11,05 \$	11,30 \$	16,69 \$	17,10 \$	17,99 \$	25,60 \$	—
Clôture	14,23 \$	13,08 \$	11,30 \$	10,18 \$	11,89 \$	11,75 \$	17,30 \$	17,60 \$	18,36 \$	26,04 \$	—
Volume des opérations	265 533	124 274	106 871	55 737	209 863	14 664	793 301	178 922	208 206	1 624 412	—
Mai 2016											
Haut	15,07 \$	13,90 \$	12,24 \$	10,60 \$	12,68 \$	12,96 \$	17,79 \$	18,65 \$	20,00 \$	25,94 \$	—
Bas	14,05 \$	12,54 \$	11,27 \$	10,12 \$	11,80 \$	10,75 \$	17,05 \$	17,81 \$	18,95 \$	25,63 \$	—
Clôture	14,70 \$	13,90 \$	12,03 \$	10,30 \$	12,68 \$	11,47 \$	17,76 \$	18,36 \$	19,43 \$	25,73 \$	—
Volume des opérations	197 026	123 304	78 741	46 565	322 712	21 909	570 601	188 858	79 607	1 907 966	—
Avril 2016											
Haut	15,70 \$	13,25 \$	12,35 \$	10,50 \$	12,94 \$	11,76 \$	19,12 \$	19,80 \$	20,94 \$	25,72 \$	—
Bas	14,45 \$	12,10 \$	10,41 \$	9,45 \$	11,36 \$	10,20 \$	16,36 \$	17,05 \$	18,03 \$	25,49 \$	—
Clôture	14,82 \$	12,70 \$	11,45 \$	10,20 \$	12,00 \$	11,00 \$	17,48 \$	18,40 \$	19,17 \$	25,63 \$	—
Volume des opérations	87 907	137 657	96 957	67 354	294 677	12 119	332 789	255 803	202 866	2 624 209	—
Mars 2016											
Haut	15,50 \$	12,91 \$	11,43 \$	9,73 \$	12,32 \$	12,00 \$	18,09 \$	18,93 \$	19,98 \$	—	—
Bas	12,78 \$	10,30 \$	9,82 \$	8,52 \$	10,25 \$	9,55 \$	15,29 \$	16,22 \$	16,85 \$	—	—
Clôture	14,98 \$	12,63 \$	11,07 \$	9,70 \$	11,63 \$	11,02 \$	17,20 \$	17,93 \$	18,48 \$	—	—
Volume des opérations	120 246	133 058	235 736	79 500	727 669	22 308	351 244	292 464	218 057	—	—
Février 2016											
Haut	14,87 \$	12,19 \$	10,69 \$	9,50 \$	11,93 \$	12,00 \$	16,92 \$	17,78 \$	18,83 \$	—	—
Bas	12,28 \$	10,19 \$	9,42 \$	8,45 \$	10,09 \$	9,00 \$	15,06 \$	16,00 \$	16,41 \$	—	—
Clôture	12,97 \$	10,45 \$	10,10 \$	8,47 \$	10,25 \$	10,10 \$	15,50 \$	16,45 \$	16,75 \$	—	—
Volume des opérations	84 384	99 909	94 198	51 032	266 717	11 680	262 614	245 104	152 148	—	—
Janvier 2016											
Haut	16,50 \$	13,70 \$	12,22 \$	10,40 \$	12,55 \$	—	18,78 \$	19,66 \$	20,55 \$	—	—
Bas	11,83 \$	10,37 \$	9,37 \$	8,85 \$	9,50 \$	—	14,05 \$	14,65 \$	15,60 \$	—	—
Clôture	14,55 \$	11,94 \$	10,35 \$	9,15 \$	11,29 \$	—	16,70 \$	17,31 \$	18,64 \$	—	—
Volume des opérations	370 530	304 071	244 751	236 813	496 866	—	289 007	180 053	163 077	—	—

Administrateurs et dirigeants

Au 15 février 2017, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 606 910 actions ordinaires au total de TransCanada ou exerçaient une emprise sur ce nombre d'actions ordinaires, qui représente moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada. La Société recueille ces renseignements auprès de nos administrateurs et dirigeants, sans directement connaître par ailleurs les titres de TransCanada qu'ils détiennent individuellement.

ADMINISTRATEURS

Le tableau qui suit donne le nom des administrateurs qui siègent au conseil au 15 février 2017 (sauf indication contraire), leur pays de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TransCanada, leurs fonctions principales ou leur emploi au cours des cinq dernières années et l'année depuis laquelle chaque administrateur s'est acquitté de façon continue des fonctions d'administrateur de TransCanada et, avant l'arrangement, de TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TransCanada sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. Chaque administrateur demeure en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle suivante ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Kevin E. Benson Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur du Winter Sport Institute (organisme sans but lucratif) depuis février 2015. Administrateur de Calgary Airport Authority de janvier 2010 à décembre 2013.	2005
Derek H. Burney, O.C. Ottawa (Ontario) Canada	Conseiller stratégique principal chez Norton Rose Fulbright (cabinet d'avocats). Président du conseil consultatif international de GardaWorld (gestion du risque et services de sécurité) depuis avril 2008. Membre du conseil consultatif de Paradigm Capital Inc. (courtier en valeurs) depuis mai 2011.	2005
Stéphan Crétier ¹	Administrateur de sociétés. Président du conseil, président et chef de la direction de Corporation de sécurité Garda World (Garda World) (services de sécurité privée) et administrateur de plusieurs filiales directes et indirectes de Garda World depuis 1999. Administrateur d'ORTHOsoft Inc. (anciennement appelée Gestion ORTHOsoft Inc.) (technologie logicielle médicale) d'août 2004 à novembre 2004. Administrateur de Corporation Technologies BioEnvelop (fabrication) de 2001 à 2003. Administrateur, président et chef de la direction de Corporation de Capital Rafale (fabrication) de 1999 à 2001.	2017
Russell K. Girling ² Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction de TransCanada depuis juillet 2010. Chef de l'exploitation de juillet 2009 à juin 2010 et président, Pipelines de juin 2006 à juin 2010. Administrateur de l'American Petroleum Institute depuis janvier 2015. Administrateur d'Agrium Inc. (agriculture) depuis mai 2006.	2010
S. Barry Jackson Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Président du conseil de TransCanada depuis avril 2005. Administrateur de WestJet Airlines Ltd. (transporteur aérien) depuis février 2009. Administrateur de Laricina Energy Ltd. (pétrole et gaz, exploration et production) depuis décembre 2005. Administrateur de Nexen Inc. (Nexen) (pétrole et gaz, exploration et production) de 2001 à juin 2013 et président du conseil de Nexen de 2012 à juin 2013.	2002
John E. Lowe Houston (Texas) États-Unis	Président du conseil d'administration non membre de la direction d'Apache Corporation (Apache) (pétrole et gaz) depuis mai 2015. Administrateur d'Apache de juillet 2013 à mai 2015. Conseiller à la direction principal de Tudor, Pickering, Holt & Co. LLC (investissements en énergie et services de banque d'affaires) depuis septembre 2012. Administrateur de Phillips 66 Company (infrastructures énergétiques) depuis mai 2012. Administrateur d'Agrium Inc. (agriculture) de mai 2010 à août 2015. Administrateur de DCP Midstream LLC et de DCP Midstream GP, LLC (infrastructures énergétiques) d'octobre 2008 à avril 2012. Adjoint au chef de la direction de ConocoPhillips (pétrole et gaz, exploration et production) d'octobre 2008 à avril 2012. Administrateur de Chevron Phillips Chemical Co. LLC. (société mondiale de produits pétrochimiques) d'octobre 2008 à janvier 2011.	2015

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Paula Rosput Reynolds Seattle (Washington) États-Unis	Présidente et chef de la direction de PreferWest, LLC (groupe consultatif sur les affaires) depuis octobre 2009. Administratrice de CBRE Group, Inc. (immobilier commercial) depuis mars 2016. Administratrice de BP p.l.c. (pétrole et gaz) depuis mai 2015. Administratrice de Siluria Technologies Inc. (gaz naturel) depuis février 2015. Administratrice de BAE Systems plc. (aérospatiale, défense, sécurité de l'information) depuis avril 2011. Administratrice de Delta Air Lines, Inc. (transporteur aérien) d'août 2004 à juin 2015. Administratrice d'Anadarko Petroleum Corporation (pétrole et gaz, exploration et production) d'août 2007 à mai 2014.	2011
John Richels Nichols Hills (Oklahoma) États-Unis	Administrateur de sociétés. Président du conseil de Devon Energy Corporation (pétrole et gaz, exploration et production, infrastructures énergétiques) depuis juin 2016 et administrateur depuis juin 2007 (vice-président du conseil de décembre 2014 à juin 2016). Administrateur de l'Independent Petroleum Association of America (pétrole et gaz) depuis novembre 2007. Président du conseil d'EnLink Midstream, LLC et d'EnLink Midstream Partner, LP (infrastructures énergétiques) de mars 2014 à juin 2016. Administrateur de BOK Financial Corp. (services financiers) de janvier 2013 à avril 2016. Président du conseil de l'American Exploration and Production Council de mai 2012 à juin 2015. Ancien vice-président du conseil des gouverneurs de l'Association canadienne des producteurs pétroliers.	2013
Mary Pat Salomone Naples (Floride) États-Unis	Administratrice de sociétés. Administratrice de Herc Rentals (location d'équipement) depuis juillet 2016. Administratrice d'Intertape Polymer Group (fabrication) depuis novembre 2015. Vice-présidente principale et chef de l'exploitation de The Babcock & Wilcox Company (infrastructures énergétiques) de janvier 2010 à juin 2013. Administratrice de United States Enrichment Corporation (matières de base, énergie nucléaire) de décembre 2011 à octobre 2012.	2013
Indira Samarasekera Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	Conseillère principale chez Bennet Jones LLP (cabinet d'avocats) depuis septembre 2015. Administratrice de Magna International (fabrication, pièces d'automobiles) depuis mai 2014 et de La Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia) (banque à charte) depuis mai 2008. Membre de la Commission trilatérale depuis août 2016. Membre fédérale du Comité consultatif indépendant sur les nominations au Sénat depuis janvier 2016.	2016
D. Michael G. Stewart Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur de Pengrowth Energy Corporation (pétrole et gaz, exploration et production) depuis décembre 2010. Administrateur de Canadian Energy Services & Technology Corp. (produits chimiques, services relatifs aux champs pétrolifères) depuis janvier 2010. Administrateur de Northpoint Resources Ltd. (pétrole et gaz, exploration et production) de juillet 2013 à février 2015. Administrateur de C&C Energia Ltd. (pétrole et gaz) de mai 2010 à décembre 2012.	2006
Siim A. Vanaselja Westmount (Québec) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur de Great-West Lifeco Inc. (services financiers) depuis mai 2014. Administrateur de Maple Leaf Sports and Entertainment Ltd. (sports, gestion immobilière) depuis août 2012. Vice-président exécutif et chef des affaires financières de BCE Inc. et de Bell Canada (télécommunications et médias) de janvier 2001 à juin 2015.	2014
Richard E. Waugh Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Conseiller d'Acasta Enterprises Inc. (gestion d'actifs/ investissement) depuis le 23 juin 2015. Président adjoint de la Banque Scotia de novembre 2013 à janvier 2014. Président et chef de la direction de la Banque Scotia de mars 2003 à novembre 2013 et président adjoint jusqu'en janvier 2014. Administrateur de Catalyst Inc. (organisme sans but lucratif) de février 2007 à novembre 2013 et président du conseil consultatif de Catalyst Canada Inc. de février 2007 à octobre 2013.	2012

¹ Avec prise d'effet le 17 février 2017.

² À titre de président et chef de la direction de TransCanada, M. Girling n'est membre d'aucun comité du conseil, mais il est invité à assister aux réunions des comités, au besoin.

Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions

À l'exception de ce qui est indiqué ci-dessous, aucun administrateur ou membre de la haute direction de la Société n'est ou n'a été, au cours des 10 dernières années, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une autre société qui, selon le cas :

- a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance privant cette société du droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières, qui a été en vigueur plus de 30 jours consécutifs;
- a été impliquée dans un événement en conséquence duquel la société a fait l'objet de l'une des ordonnances susmentionnées après que l'administrateur ou le membre de la haute direction a cessé d'exercer cette fonction auprès de la société, découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait les fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances;
- pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers, ou été visé par la nomination d'un séquestre, d'un séquestre-gérant ou d'un syndic de faillite chargé de détenir sont actif.

Canwest Global Communications Corp. s'est volontairement prévalu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (LACC)* et a obtenu une ordonnance de la Cour supérieure de justice de l'Ontario afin d'introduire une instance le 6 octobre 2009. Bien qu'aucune ordonnance d'interdiction d'opérations n'ait été émise, les actions de Canwest ont été radiées par la TSX après le dépôt et ont commencé à être négociées à la Bourse de croissance TSX. Canwest s'est affranchie de la protection de la LACC, et Postmedia Network a acquis ses activités de presse écrite le 13 juillet 2010, tandis que Shaw Communications Inc. a acquis ses activités de presse électronique le 27 octobre 2010. M. Burney a été administrateur de Canwest d'avril 2005 à octobre 2010.

Laricina Energy (**Laricina**) s'est volontairement prévalu de la LACC et a obtenu une ordonnance de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, Centre judiciaire de Calgary, pour la protection contre les créanciers et la suspension de l'instance avec prise d'effet le 26 mars 2015. Le 28 janvier 2016, le tribunal a rendu une ordonnance définitive permettant à Laricina de se retirer de la LACC et mettant fin à la suspension de l'instance contre Laricina et ses filiales. M. Jackson est administrateur de Laricina depuis décembre 2005.

Le 6 mai 2009, Crucible Materials Corp. (**Crucible**) et l'un des membres de son groupe ont déposé des requêtes volontaires en vue d'être placés sous la protection du chapitre 11 du Bankruptcy Code des États-Unis devant la Bankruptcy Court des États-Unis pour le district du Delaware (la **Bankruptcy Court**). Le 26 août 2010, la Bankruptcy Court a délivré une ordonnance confirmant le deuxième plan de liquidation modifié en vertu du chapitre 11 de Crucible. M^{me} Salomone a été administratrice de Crucible de mai 2008 au 1^{er} mai 2009.

Au cours des 10 dernières années, aucun administrateur ou membre de la haute direction de la Société :

- n'a fait faillite;
- n'a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité;
- n'a fait l'objet ou été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec des créanciers;
- n'a été visé par la nomination d'un séquestre, d'un séquestre-gérant ou d'un syndic de faillite chargé de détenir sont actif.

Aucun administrateur ou membre de la haute direction de la Société :

- ne s'est vu imposer des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ou n'a conclu un règlement amiable avec une autorité en valeurs mobilières;
- ne s'est vu imposer toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

COMITÉS DU CONSEIL

TransCanada compte quatre comités du conseil : le comité d'audit, le comité de la gouvernance, le comité santé, sécurité et environnement et le comité des ressources humaines. Les membres votants de chacun de ces comités, au 15 février 2017 (sauf indication contraire), sont indiqués ci-après. De plus amples renseignements sur le comité d'audit se trouvent dans la présente notice annuelle à la rubrique *Comité d'audit*.

Administrateur	Comité d'audit	Comité de la gouvernance	Comité santé, sécurité et environnement	Comité des ressources humaines
Kevin E. Benson	✓	✓		
Derek H. Burney	✓	Président		
Stéphan Crétier ¹	✓		✓	
S. Barry Jackson (président)		✓		✓
John E. Lowe	✓		✓	
Paula Rosput Reynolds			✓	Présidente
John Richels			✓	✓
Mary Pat Salomone			✓	✓
Indira Samarasekera	✓	✓		
D. Michael G. Stewart	✓		Président	
Siim A. Vanaselja	Président	✓		
Richard E. Waugh		✓		✓

¹ Avec prise d'effet le 17 février 2017.

DIRIGEANTS

Tous les membres de la haute direction et dirigeants de TransCanada résident à Calgary (Alberta) Canada. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TransCanada sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. En date des présentes, les dirigeants de TransCanada, leur poste actuel au sein de TransCanada et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années étaient les suivants :

Membres de la haute direction

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Russell K. Girling	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction.
Kristine L. Delkus	Vice-présidente directrice, Relations avec les parties intéressées et chef du contentieux	Avant octobre 2015, vice-présidente directrice, chef du contentieux et chef de la conformité. Avant mars 2014, première vice-présidente, Droit des pipelines et affaires réglementaires. Avant juin 2012, chef du contentieux adjointe, Pipelines et affaires réglementaires (TCPL).
Wendy L. Hanrahan	Vice-présidente directrice, Services de la société	Vice-présidente directrice, Services de la société.
Karl R. Johannson	Vice-président directeur et président, Gazoducs	Avant novembre 2012, premier vice-président, Pipelines canadiens et de l'est des États-Unis.
Donald R. Marchand	Vice-président directeur et chef des finances	Avant le 1 ^{er} février 2017, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et chef des finances. Avant octobre 2015, vice-président directeur et chef des finances.
Paul E. Miller	Vice-président directeur et président, Pipelines de liquides	Avant mars 2014, premier vice-président, Oléoducs.
François L. Poirier	Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise	Avant le 1 ^{er} février 2017, vice-président principal, Stratégie et expansion de l'entreprise (division des services de la société) depuis octobre 2015. Président d'Oléoduc Énergie Est (division du développement) du 1 ^{er} avril 2014 au 30 septembre 2015. Président de Wells Fargo Securities Canada, Ltd. du 1 ^{er} janvier 2012 au 31 mars 2014.
Alexander J. Pourbaix	Chef de l'exploitation	Avant octobre 2015, vice-président directeur et président, Développement. Avant mars 2014, président, Énergie et oléoducs.
William C. Taylor	Vice-président directeur et président, Énergie	Avant mars 2014, premier vice-président, Électricité pour les États-Unis et le Canada. Avant mai 2013, premier vice-président, Électricité pour la région de l'Est.

Dirigeants de la société

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Sean M. Brett	Vice-président, gestion du risque	Avant août 2015, vice-président et trésorier.
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Vice-président, Fiscalité (TCC) et vice-président, Fiscalité (TCPL).
Joel E. Hunter	Vice-président, Finances et trésorier	Avant août 2015, vice-président, Finances.
Christine R. Johnston	Vice-présidente, Droit et secrétaire	Avant juin 2014, vice-présidente et secrétaire. Avant mars 2012, vice-présidente, Droit financier.
G. Glenn Menuz	Vice-président et contrôleur	Vice-président et contrôleur.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Les administrateurs et dirigeants de TransCanada et de ses filiales sont tenus de divulguer les conflits existants ou potentiels conformément aux politiques de TransCanada régissant les administrateurs et dirigeants et conformément à la LCSA. Le code traite des conflits d'intérêts potentiels.

Appartenance à d'autres conseils

Le conseil croit qu'il est important qu'il soit constitué d'administrateurs qualifiés et avertis. Par conséquent, en raison de la nature spécialisée des activités liées aux infrastructures énergétiques, certains de nos administrateurs sont associés à des sociétés, ou siègent au conseil de sociétés, qui transportent du gaz naturel ou des liquides par nos réseaux de pipelines. Les

services de transport sur la plupart des réseaux de pipelines de TransCanada au Canada et aux États-Unis sont assujettis à une réglementation et, par conséquent, nous ne pouvons généralement pas refuser des services de transport à un transporteur dont le crédit est satisfaisant. Le comité de la gouvernance surveille les relations entre les administrateurs afin de s'assurer que les liens commerciaux n'ont pas d'incidence sur le fonctionnement du conseil.

Le conseil étudie si le fait que des administrateurs siègent au conseil de quelque autre entité que ce soit, y compris des sociétés ouvertes et fermées, des sociétés d'État et d'autres sociétés détenues en propriété par l'État et des organismes sans but lucratif, crée un conflit éventuel. Le conseil examine ces relations annuellement afin d'établir qu'elles ne nuisent pas à la capacité de l'un ou l'autre de nos administrateurs d'agir dans notre intérêt. Si un administrateur déclare un intérêt important dans un contrat important ou une opération importante qui est considéré au cours d'une réunion, il ne participe pas à la discussion et au vote sur la question.

Notre code exige que les employés obtiennent un consentement avant d'accepter un poste d'administrateur au sein d'une entité qui n'est pas membre du groupe. Le chef de la direction et les vice-présidents directeurs (notre équipe de haute direction) doivent obtenir le consentement du comité de la gouvernance. Tous les autres employés doivent obtenir le consentement de la secrétaire ou de son délégué.

Membres du groupe

Le conseil surveille les relations entre TransCanada et les membres du groupe afin d'éviter des conflits d'intérêts éventuels. Cela comprend notre relation avec TCLP, société en commandite maîtresse inscrite à la cote de la NYSE.

Gouvernance

Notre conseil et les membres de la direction se sont engagés à appliquer les normes les plus élevées de conduite éthique et de gouvernance.

TransCanada est une société ouverte inscrite à la cote de la TSX et de la NYSE et nous reconnaissons et respectons les règles et les règlements tant du Canada que des États-Unis.

Nos pratiques en matière de gouvernance sont conformes aux lignes directrices canadiennes en matière de gouvernance, ce qui comprend les règles relatives à la gouvernance de la TSX et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières :

- *Règlement 52-110 sur le comité d'audit,*
- *Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance,*
- *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance.*

Nous nous conformons également aux normes d'inscription en matière de gouvernance de la NYSE et aux règles relatives à la gouvernance de la SEC qui s'appliquent, dans chaque cas, aux émetteurs fermés étrangers.

Nos pratiques en matière de gouvernance sont conformes aux normes de la NYSE visant les sociétés des États-Unis à tous les égards importants, hormis tel qu'il est résumé sur notre site Web (www.transcanada.com). À titre de société non américaine, nous ne sommes pas tenus de nous conformer à la plupart des normes d'inscription en matière de gouvernance de la NYSE. À titre d'émetteur fermé étranger, cependant, nous devons indiquer comment nos pratiques en matière de gouvernance diffèrent de celles qui sont suivies par les sociétés américaines assujetties aux normes de la NYSE.

Nous comparons nos politiques et nos procédures à celles des principales sociétés nord-américaines afin d'évaluer nos normes, et nous adoptons les meilleures pratiques, tel qu'il est approprié. Certaines de nos meilleures pratiques s'inspirent des règles de la NYSE et sont conformes aux règles applicables adoptées par la SEC pour satisfaire aux exigences de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et de la *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*.

Comité d'audit

Le comité d'audit est chargé d'aider le conseil dans la supervision de l'intégrité de nos états financiers et de notre respect des exigences d'ordre réglementaire et juridique. Il lui incombe également de superviser et de contrôler le processus de comptabilité et de présentation de l'information internes ainsi que le processus, le rendement et l'indépendance de nos auditeurs internes et externes. Les règles du comité se trouvent à l'*annexe B* de la présente notice annuelle.

FORMATION ET EXPÉRIENCE PERTINENTES DES MEMBRES

Les membres du comité d'audit en date du 15 février 2017 sont Siim A. Vanaselja (président), Kevin E. Benson, Derek H. Burney, John E. Lowe, Indira Samarasekera et D. Michael G. Stewart. Mary Pat Salomone a été un membre votant du comité du 26 avril 2013 au 29 avril 2016. M^{me} Samarasekera est devenue membre du comité le 29 avril 2016 et Stéphan Crétier deviendra membre du comité le 17 février 2017.

Le conseil estime que la composition du comité d'audit reflète un niveau élevé de compétences et d'expertise financières. Le conseil a déterminé que chaque membre du comité d'audit était indépendant et possédait des compétences financières au sens donné à ces expressions dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes et aux expressions *independent* et *financially literate* dans les lois sur les valeurs mobilières américaines et dans les règles de la NYSE. De plus, le conseil a déterminé que M. Vanaselja, M. Benson et M. Lowe sont des *experts financiers du comité d'audit* au sens de l'expression *Audit Committee Financial Experts* définie dans les lois sur les valeurs mobilières américaines. Le conseil en est arrivé à ces conclusions en se fondant sur la formation générale et l'éventail et l'étendue de l'expérience de chaque membre du comité d'audit. Le texte qui suit est une description de la formation générale et de l'expérience, compte non tenu de leurs fonctions respectives à titre d'administrateurs de TransCanada, des membres du comité d'audit qui revêtent une importance relativement à l'exercice de leurs responsabilités en tant que membre du comité d'audit.

Siim A. Vanaselja

M. Vanaselja est membre des Comptables professionnels agréés de l'Ontario et est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en administration des affaires de la Schulich School of Business. Il a été vice-président exécutif et chef des affaires financières de BCE Inc. et de Bell Canada de janvier 2001 à juin 2015, ayant occupé antérieurement les fonctions de vice-président exécutif et de chef des affaires financières de Bell Canada International de 1996 à 2001. Auparavant, il a été associé au sein du cabinet d'experts-comptables KPMG Canada à Toronto. M. Vanaselja siège au conseil de Great-West Lifeco Inc. et de Maple Leaf Sports and Entertainment Ltd. Il a été membre du Conseil national des cadres en finances du Conference Board du Canada, du Working Council for Chief Financial Officers du Corporate Executive Board et du Council of Chief Financial Officers de Moody's.

Kevin E. Benson

M. Benson est comptable agréé (Afrique du Sud) et a été membre de la South African Society of Chartered Accountants. M. Benson siège au conseil d'administration de la Winter Sport Institute et a été président et chef de la direction de Laidlaw International, Inc. de juin 2003 à octobre 2007. Auparavant, il a occupé plusieurs postes de direction, notamment celui de président et chef de la direction de The Insurance Corporation of British Columbia, a siégé au conseil d'autres sociétés ouvertes et a été membre des comités d'audit de tous ces conseils.

Derek H. Burney

M. Burney est titulaire d'un baccalauréat ès arts (avec spécialisation) et d'une maîtrise ès arts de la Queen's University. Il est actuellement conseiller stratégique principal chez Norton Rose Fulbright. Il a auparavant occupé les postes de président et chef de la direction de CAE Inc. et de président du conseil et chef de la direction de Bell Canada International Inc. M. Burney a été administrateur principal de Shell Canada Ltée d'avril 2001 à mai 2007 et président du conseil de Canwest Global Communications Corp. d'août 2006 à octobre 2010. Il a été membre du comité d'audit d'une autre organisation et a participé à la formation sur les normes d'information financière offerte par KPMG.

Stéphan Crétier

M. Crétier est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la University of California (Pacific). Il est président du conseil, président et chef de la direction de la société multinationale Garda World et possède plus de 20 ans d'expérience dans des fonctions de surveillance opérationnelle et financière à l'échelle de l'entreprise. M. Crétier siège également au conseil d'administration de plusieurs filiales directes et indirectes de Garda World. Il a auparavant été administrateur de trois sociétés ouvertes, à savoir ORTHOsoft Inc. (anciennement appelée Gestion ORTHOsoft Inc.), Corporation Technologies BioEnvelop et Corporation de Capital Rafale.

John E. Lowe

M. Lowe est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en finance et en comptabilité de la Pittsburg State University et a le titre de Certified Public Accountant (inactif). Il est président du conseil d'administration non membre de la direction d'Apache depuis mai 2015. Il siège aussi actuellement au conseil d'administration de Phillips 66 Company et est le conseiller à la direction principal de Tudor, Pickering, Holt & Co. LLC depuis septembre 2012. M. Lowe a auparavant siégé au comité d'Agrium Inc. et de DCP Midstream LLC. Il a également occupé divers postes de direction et de haute direction auprès de ConocoPhillips pendant plus de 25 ans.

Indira Samarasekera

M^{me} Samarasekera a obtenu une maîtrise ès sciences de la University of California et un Phd en génie des métaux de la University of British Columbia. Elle est également titulaire de diplômes honorifiques de la University of Alberta, de la University of British Columbia, de la University of Toronto, de la University of Waterloo, de l'Université de Montréal et de la Western University au Canada ainsi que de la Queen's University à Belfast en Irlande. M^{me} Samarasekera est actuellement conseillère principale chez Bennet Jones LLP et siège aux conseils d'administration de La Banque de Nouvelle-Écosse, de Magna International, de la Fondation Asie-Pacifique, de la Fondation Rideau Hall et de l'Institut Périmètre de physique théorique. Elle est également membre de la Commission trilatérale et membre fédérale du Comité consultatif indépendant sur les nominations au Sénat et elle siège au comité de sélection du chef de la direction de l'année du Canada.

D. Michael G. Stewart

M. Stewart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en géosciences avec mention très honorable de la Queen's University. Il siège actuellement au conseil d'administration de Pengrowth Energy Corporation (président du comité de la gouvernance) et de Canadian Energy Services and Technology Corp. (président du comité de la gouvernance et des candidatures). Il a également été administrateur de plusieurs autres sociétés ouvertes et organismes ainsi que membre du comité d'audit de certains de ces conseils. M. Stewart a occupé plusieurs postes de cadre supérieur au sein de Westcoast Energy Inc., dont celui de vice-président directeur, Expansion des affaires. Il œuvre dans le secteur canadien de l'énergie depuis plus de 40 ans.

PROCÉDURES ET POLITIQUES EN MATIÈRE D'APPROBATION PRÉALABLE

Le comité d'audit de TransCanada a adopté une politique d'approbation préalable à l'égard des services autorisés non liés à l'audit. Aux termes de la politique, le comité d'audit a donné son approbation préalable pour les services non liés à l'audit précisés. Les missions jusqu'à 250 000 \$ doivent être approuvées par le président du comité d'audit et le comité d'audit doit être informé de la mission lors de sa prochaine réunion prévue. Toutes les missions de 250 000 \$ ou plus doivent être approuvées au préalable par le comité d'audit. Dans tous les cas, quel que soit le montant concerné, le comité d'audit doit approuver au préalable la mission s'il y a un risque de conflit d'intérêts mettant en cause les auditeurs externes.

À ce jour, tous les services non liés à l'audit ont été approuvés au préalable par le comité d'audit conformément à la politique d'approbation préalable décrite ci-dessus.

HONORAIRES LIÉS AUX SERVICES FOURNIS PAR LES AUDITEURS EXTERNES

Le tableau qui suit illustre les services fournis par KPMG au cours des deux derniers exercices et les honoraires que nous leur avons versés :

(en millions de \$)	2016	2015
Honoraires d'audit	8,2 \$	7,8 \$
<ul style="list-style-type: none">audit des états financiers consolidés annuelsservices liés aux dépôts ou aux missions prévus par la loi et réglementairesexamen des états financiers consolidés intermédiaires et des renseignements figurant dans divers prospectus et autres documents relatifs aux placements de valeurs mobilières		
Honoraires pour services liés à l'audit	0,1 \$	0,2 \$
<ul style="list-style-type: none">services liés à l'audit des états financiers de certains régimes d'avantages postérieurs à la retraite et postérieurs à l'emploi de TransCanada et des fiducies constituées pour la cessation d'exploitation des pipelines		
Honoraires pour services fiscaux	0,6 \$	0,5 \$
<ul style="list-style-type: none">planification fiscale et questions de conformité fiscale canadiennes et internationales, y compris l'examen de déclarations d'impôt sur le revenu et d'autres documents de nature fiscale à produire		
Tous les autres honoraires	—	—
Total des honoraires	8,9 \$	8,5 \$

Note : Les honoraires pour services fiscaux sont principalement liés à des honoraires engagés au titre de questions de conformité.

Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation

Les poursuites judiciaires, les arbitrages et les actions font partie de la conduite des affaires. Bien qu'il nous soit impossible de prévoir avec certitude l'issue de ces poursuites et actions, la direction ne s'attend pas à ce que des poursuites ou des actions en cours aient une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation consolidés. Exception faite de la poursuite judiciaire de Keystone XL dont il est question dans la présente notice annuelle à la rubrique *Développement général de l'activité — Pipelines de liquides — Keystone XL*, nous n'avons connaissance d'aucune poursuite judiciaire ou action éventuelle qui aurait une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation consolidés.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de TransCanada est Société de fiducie Computershare du Canada, qui possède des installations de transfert canadiennes dans les villes de Vancouver, Calgary, Toronto, Halifax et Montréal.

Contrats importants

À l'exception de ce qui est indiqué ci-dessous, TransCanada n'a pas conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 ni n'a conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires avant l'exercice clos le 31 décembre 2016 qui sont encore en vigueur en date de la présente notice annuelle.

Dans le cadre de l'acquisition de Columbia, la Société a déposé le contrat important suivant sous son profil sur SEDAR au www.sedar.com : la convention et plan de fusion entre TCPL, TransCanada Pipeline USA LTD., Taurus Merger Sub Inc., Columbia et, uniquement aux fins des paragraphes 3.02, 5.02 et 5.09 et de l'article VIII, TransCanada Corporation, daté du 17 mars 2016. De plus amples renseignements sur l'acquisition de Columbia figurent aux rubriques *Généralités — Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc.* et *Développement général de l'activité — Gazoducs — Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs américains* de la présente notice annuelle.

Intérêts des experts

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., les auditeurs de TransCanada, ont confirmé qu'à l'égard de TransCanada ils sont indépendants au sens des règles pertinentes et des interprétations connexes prescrites par les ordres professionnels pertinents au Canada ou par les lois ou règlements applicables et qu'ils sont également des comptables indépendants aux termes de l'ensemble des normes professionnelles et réglementaires américaines pertinentes.

Les états financiers consolidés et combinés de Columbia aux 31 décembre 2015 et 2014 et pour chacun des trois exercices compris dans la période close le 31 décembre 2015, qui sont inclus à l'annexe B de la déclaration d'acquisition d'entreprise datée du 22 juillet 2016, ont été audités par Deloitte & Touche LLP (dont le rapport exprime une opinion sans réserve et comprend un paragraphe explicatif relativement au premier appel public à l'épargne de Columbia visant des participations de commanditaire de CPPL qui a été réalisé le 11 février 2015 et à la scission de NiSource Inc. par Columbia survenue le 1^{er} juillet 2015).

Renseignements supplémentaires

1. Des renseignements supplémentaires concernant TransCanada se trouvent sous le profil de TransCanada sur SEDAR (www.sedar.com).
2. Des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération et les prêts aux administrateurs et aux dirigeants, les principaux porteurs de titres de TransCanada et les titres pouvant être émis en vertu de régimes de rémunération à base de titres de participation (tous, le cas échéant), se trouvent dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de TransCanada concernant sa dernière assemblée annuelle des actionnaires à laquelle il y a eu élection d'administrateurs et dont on peut obtenir un exemplaire en en soumettant la demande au secrétaire de TransCanada.
3. De l'information financière supplémentaire se trouve dans les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de TransCanada pour son dernier exercice terminé.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	Baril par jour
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
GWh	Gigawattheure
km	Kilomètres
KW-M	Kilowatt mois
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
TJ/j	Térajoule par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction
base tarifaire	Notre investissement moyen annuel dans les actifs utilisés
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Contrat d'achat d'électricité
décision 2014 de l'ONÉ	En réponse à la décision RH-01-2014 concernant la demande visant l'établissement des droits entre 2015 et 2030 pour le réseau principal au Canada
DIF	Décision d'investissement finale
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline
EST	Entente de services de transport
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
PJM Interconnection (PJM)	Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États du District of Columbia
SSE	Santé, sécurité et environnement
Triangle de l'Est	Région du réseau principal au Canada comprise entre North Bay, Toronto et Montréal

Termes comptables

PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Termes désignant des organismes gouvernementaux et de réglementation

ALENA	Accord de libre-échange nord-américain
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
IESO	Independent Electricity System Operator
ISO	Independent System Operator
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OPG	Ontario Power Generation
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (nord-est des États-Unis)
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SGER	Specified Gas Emitters Regulations

Annexe A

Tableau de conversion métrique

Les facteurs de conversion mentionnés ci-après sont approximatifs. Pour convertir du système métrique au système impérial, multipliez par le facteur indiqué. Pour convertir du système impérial au système métrique, divisez par le facteur indiqué.

Système métrique	Système impérial	Facteur
kilomètres (km)	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	millions de BTU	0,95
mètres cubes*	pieds cubes	35,3
kilopascals	livres par pouce carré	0,15
degrés Celsius	degrés Fahrenheit	Pour convertir en Fahrenheit, multipliez par 1,8, ensuite ajoutez 32°; pour convertir en Celsius, soustrayez 32°, ensuite divisez par 1,8

* La conversion se fonde sur du gaz naturel à une pression de base de 101,325 kilopascals et à une température de base de 15 degrés Celsius.

Annexe B

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT

1. OBJET

Le comité d'audit aide le conseil d'administration (le « conseil ») à superviser et à surveiller, notamment :

- les processus de comptabilité générale et de communication de l'information financière de la Société;
- l'intégrité des états financiers;
- le contrôle interne de la Société sur la communication de l'information financière;
- le processus d'audit financier externe;
- la conformité de la Société aux obligations prévues par les lois et règlements;
- l'indépendance et le rendement des auditeurs internes et externes de la Société.

À cette fin, le conseil a délégué au comité d'audit certains pouvoirs qu'il peut exercer au nom du conseil.

2. RÔLES ET RESPONSABILITÉS

I. Nomination de l'auditeur externe de la Société

Sous réserve de confirmation par l'auditeur externe en ce qui concerne sa conformité aux exigences d'inscription en vertu de la réglementation canadienne et américaine, le comité d'audit recommande au conseil la nomination de l'auditeur externe, cette nomination devant être confirmée par les actionnaires de la Société à chaque assemblée annuelle. Le comité d'audit recommande également au conseil la rémunération à verser à l'auditeur externe au titre des services d'audit. Le comité d'audit est de plus directement chargé de superviser le travail des auditeurs externes (y compris la résolution de désaccords entre la direction et les auditeurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins de la préparation ou de la communication d'un rapport d'audit ou de travaux connexes. Les auditeurs externes relèvent directement du comité d'audit.

Le comité d'audit examine et approuve le plan d'audit de l'auditeur externe. Par ailleurs, le comité d'audit reçoit des rapports périodiques de la part de l'auditeur externe en ce qui concerne l'indépendance de celui-ci, il s'entretient de ces rapports avec l'auditeur, vérifie si la prestation de services autres que l'audit est compatible avec le maintien de l'indépendance de l'auditeur et il prend les mesures nécessaires pour s'assurer de l'indépendance de l'auditeur externe.

II. Supervision en ce qui concerne la présentation de l'information financière

Dans la mesure qu'il juge nécessaire ou opportune, le comité d'audit prend les mesures suivantes :

- a) examiner les états financiers consolidés annuels audités de la Société, sa notice annuelle, son rapport de gestion, toute l'information financière dans les prospectus et autres notices d'offre, les états financiers exigés par les autorités en valeurs mobilières, tous les prospectus et tous les documents pouvant être intégrés par renvoi dans un prospectus, notamment la circulaire de sollicitation de procurations par la direction annuelle, mais à l'exclusion de tout supplément de fixation du prix ou supplément de prospectus relatif à une émission de titres de créance de la Société, en discuter avec la direction et l'auditeur externe et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- b) examiner la diffusion publique des rapports intermédiaires de la Société, y compris les états financiers consolidés, le rapport de gestion et les communiqués concernant les résultats financiers trimestriels, en discuter avec la direction et l'auditeur externe et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- c) examiner l'emploi d'information non conforme aux PCGR ainsi que le rapprochement applicable, et en discuter avec la direction et l'auditeur externe;
- d) examiner toute information relative aux perspectives financières ou information financière prospective avant sa publication, et en discuter avec la direction, étant entendu que ces entretiens peuvent être de nature générale (types d'information à communiquer et types de présentation à effectuer). Le comité d'audit n'est pas tenu de discuter au préalable de chaque occasion où la Société peut communiquer des projections financières ou effectuer des présentations aux agences de notation;
- e) analyser avec la direction et l'auditeur externe les questions importantes concernant les conventions comptables et les pratiques d'audit, y compris toute modification importante au choix ou à l'application par la Société de méthodes comptables, ainsi que les questions importantes concernant le caractère adéquat des contrôles internes de la Société et

de toute mesure d'audit particulière adoptée à la lumière d'insuffisances importantes en matière de contrôle qui pourraient avoir une incidence majeure sur les états financiers de la Société;

- f) examiner les rapports de constatations trimestriels de l'auditeur externe sur les points suivants, et en discuter :
 - (i) toutes les conventions et pratiques comptables critiques devant être utilisées;
 - (ii) tous les traitements de rechange de l'information financière dans les limites des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, les conséquences de l'emploi de ces présentations et de ces traitements de rechange, ainsi que le traitement privilégié par les auditeurs externes;
 - (iii) les autres communications écrites importantes entre les auditeurs externes et la direction, telles que des lettres de recommandations ou une liste des écarts non rajustés;
- g) analyser avec la direction et l'auditeur externe l'incidence des faits nouveaux en matière de réglementation et de comptabilité sur les états financiers de la Société;
- h) analyser avec la direction et l'auditeur externe l'incidence de toute structure hors bilan sur les états financiers de la Société;
- i) analyser avec la direction et l'auditeur externe et, au besoin, avec les conseillers juridiques, les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les arbitrages et les cotisations fiscales, qui pourraient avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, et la manière dont ces questions ont été présentées dans les états financiers;
- j) examiner les déclarations faites au comité d'audit par le chef de la direction et le chef des finances de la Société dans le cadre de leur processus d'attestation pour les rapports périodiques déposés auprès des autorités en valeurs mobilières concernant toute insuffisance notable dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou des faiblesses prononcées dans ces contrôles ainsi que toute fraude touchant la direction ou d'autres employés qui exercent des fonctions importantes à l'égard des contrôles internes de la Société;
- k) analyser avec la direction les risques financiers importants que court la Société et les mesures que la direction a prises afin de surveiller et de maîtriser ces risques, y compris les politiques de gestion et d'évaluation des risques de la Société.

III. Supervision en matière de questions juridiques et réglementaires

- a) Analyser avec le chef du contentieux de la Société les questions juridiques qui pourraient avoir une incidence significative sur les états financiers, les politiques de la Société en matière de conformité et des rapports ou enquêtes notables reçus de la part des autorités de réglementation en valeurs mobilières ou d'organismes gouvernementaux.

IV. Supervision en matière d'audit interne

- a) Examiner et approuver les plans d'audit de l'auditeur interne de la Société y compris le degré de coordination entre ces plans et ceux de l'auditeur externe, et la mesure selon laquelle on peut se fier à la portée des audits prévus pour repérer des faiblesses dans les contrôles internes, ou encore des fraudes ou d'autres actes illicites;
- b) examiner les résultats significatifs préparés par le service d'audit interne ainsi que les recommandations formulées par celui-ci ou par une partie externe en ce qui concerne les enjeux d'audit interne, ainsi que les mesures prises par la direction à cet égard;
- c) vérifier le respect des politiques de la Société et l'absence de conflits d'intérêts;
- d) examiner le rapport établi par l'auditeur interne sur les dépenses et l'utilisation des aéronefs par les dirigeants;
- e) examiner le caractère adéquat des ressources de l'auditeur interne afin de s'assurer de l'objectivité et de l'indépendance de la fonction d'audit interne, y compris les rapports émanant du service d'audit interne concernant son processus d'audit avec les filiales et les membres du groupe;
- f) veiller à ce que l'auditeur interne puisse communiquer avec le président du comité d'audit, le conseil et le chef de la direction et rencontrer séparément l'auditeur interne afin d'analyser avec lui tout problème ou difficulté qu'il a pu rencontrer, en particulier :
 - (i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail d'audit, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction;
 - (ii) les modifications requises dans la portée prévue de l'audit interne;
 - (iii) les responsabilités, le budget et la dotation en personnel du service d'audit interne; et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions.

V. Supervision en ce qui concerne l'auditeur externe

- a) Examiner les lettres, rapports ou autres communications de la part de l'auditeur externe à l'égard de toute faiblesse repérée ou de tout écart non ajusté ainsi que la réponse et le suivi de la direction, et demander régulièrement à la direction et à l'auditeur externe s'il existe des désaccords importants entre eux et comment ils ont été réglés et intervenir dans le processus de résolution au besoin;
- b) recevoir et examiner chaque année la déclaration écrite officielle d'indépendance de l'auditeur externe, laquelle précise toutes les relations qu'entretiennent les auditeurs externes avec la Société;
- c) rencontrer séparément l'auditeur externe afin d'analyser tout problème ou toute difficulté qu'il aurait pu rencontrer, en particulier :
 - (i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail d'audit, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction;
 - (ii) les modifications requises dans la portée prévue de l'audit; et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions;
- d) rencontrer l'auditeur externe avant l'audit afin de passer en revue la planification de l'audit et le personnel affecté à celle-ci;
- e) recevoir et examiner chaque année le rapport écrit de l'auditeur externe sur ses propres procédures de contrôle de la qualité interne; les questions importantes soulevées par le dernier examen de contrôle de la qualité interne ou le dernier contrôle par les pairs visant l'auditeur externe ou encore par une enquête d'un organisme gouvernemental ou professionnel, au cours des cinq dernières années, et toute mesure prise pour régler ces questions;
- f) examiner et évaluer l'auditeur externe, y compris l'associé principal de l'équipe d'audit externe;
- g) veiller au roulement de l'associé principal (ou coordonnateur) de l'audit qui est le principal responsable de l'audit et de l'associé responsable d'examiner l'audit tel que requis par la loi, mais au moins tous les cinq ans.

VI. Supervision en ce qui concerne les services d'audit et les services autres que l'audit

- a) approuver au préalable tous les services d'audit (y compris les lettres d'intention dans le cadre de prises fermes de valeurs mobilières) et tous les services autres que l'audit permis, sauf les services autres que l'audit dans les circonstances suivantes :
 - (i) le montant global de tous ces services autres que l'audit fournis à la Société qui n'ont pas été approuvés au préalable ne constitue pas plus de 5 % du total des honoraires versés par la Société et ses filiales aux auditeurs externes durant l'exercice au cours duquel les services autres que l'audit ont été fournis;
 - (ii) ces services n'étaient pas considérés comme des services autres que l'audit par la Société au moment de la mission;
 - (iii) ces services sont mentionnés sans délai au comité d'audit et approuvés, avant la réalisation de l'audit, par le comité d'audit ou par un ou plusieurs membres du comité d'audit auxquels celui-ci a conféré le pouvoir d'accorder cette autorisation;
- b) l'approbation par le comité d'audit d'un service autre que l'audit devant être exécuté par les auditeurs externes est communiquée conformément aux exigences des lois et règlements sur les valeurs mobilières;
- c) le comité d'audit peut déléguer à un ou plusieurs membres désignés du comité d'audit le pouvoir d'accorder les autorisations préalables requises aux termes du présent alinéa. La décision d'approuver au préalable une activité, qui est prise par un membre auquel ce pouvoir a été délégué, est présentée au comité d'audit à la première réunion prévue suivant cette approbation préalable;
- d) si le comité d'audit approuve un service d'audit à l'intérieur des limites de la mission de l'auditeur externe, ce service d'audit est réputé avoir été approuvé au préalable aux fins du présent alinéa.

VII. Supervision à l'égard de certaines politiques

- a) Examiner la mise en œuvre et les modifications importantes des politiques et des initiatives de programme jugées souhaitables par la direction ou le comité d'audit à l'égard du code d'éthique et des politiques de gestion des risques et de communication de l'information financière de la Société, et formuler des recommandations au conseil aux fins d'approbation à cet égard;
- b) obtenir les rapports de la direction, du haut-dirigeant responsable de l'audit interne de la Société et de l'auditeur externe et faire rapport au conseil sur l'état et le caractère adéquat des efforts de la Société afin de veiller à ce que ses activités soient exercées, et ses installations exploitées, d'une façon éthique, socialement responsable et dans le respect des lois, conformément au code d'éthique de la Société;
- c) établir un système non identifiable, confidentiel et anonyme permettant aux appelants de demander conseil ou de signaler des inquiétudes en matière d'éthique ou de finances, veiller à ce que des procédures de réception, de conservation et de traitement des plaintes à l'égard de questions de comptabilité, de contrôles internes et d'audit soient en place et recevoir les rapports concernant ces questions au besoin;
- d) examiner et évaluer chaque année le caractère adéquat de la politique de la Société en matière d'information au public;
- e) examiner et approuver la politique d'embauche de la Société pour les associés, employés et anciens associés et employés de l'auditeur externe actuel, et ancien, (reconnaissant que la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* ne permet pas au chef de la direction, au contrôleur, au chef des finances ou au chef de la comptabilité d'avoir participé à l'audit de la Société à titre d'employé de l'auditeur externe au cours de la période de un an qui précède) et surveiller le respect de la politique par la Société.

VIII. Supervision en ce qui concerne les aspects financiers relatifs aux régimes de retraite canadiens de la Société (les « régimes de retraite de la Société »)

- a) Examiner et approuver chaque année l'énoncé des convictions en matière de placement relatif aux régimes de retraite de la Société;
- b) déléguer l'administration et la gestion courantes des aspects financiers relatifs aux régimes de retraite canadiens au comité des régimes de retraite composé de membres de l'équipe de direction de la Société nommés par le comité des ressources humaines, conformément aux règles du comité des régimes de retraite, dont les conditions sont approuvées par le comité d'audit et le comité des ressources humaines, et aux conditions de l'énoncé des convictions en matière de placement;
- c) surveiller les activités de gestion financière du comité des régimes de retraite et recevoir au moins une fois par année du comité des régimes de retraite des comptes rendus sur le placement des actifs des régimes pour s'assurer que l'énoncé des convictions en matière de placement est respecté;
- d) prodiguer des conseils au comité des ressources humaines à l'égard des modifications proposées aux régimes de retraite de la Société relativement à toute incidence importante de ces modifications sur les aspects financiers des régimes de retraite;
- e) examiner et évaluer les rapports financiers, rapports d'investissement et l'état du financement en ce qui concerne les régimes de retraite de la Société et recommander au conseil le niveau des cotisations de retraite;
- f) recevoir et examiner l'évaluation actuarielle et les exigences de financement des régimes de retraite de la Société et faire rapport à ce sujet au conseil;
- g) approuver le choix initial ou le remplacement de l'actuaire des régimes de retraite de la Société;
- h) approuver la nomination de l'auditeur des régimes de retraite ainsi que la fin de ses services.

IX. Régime d'achat d'actions américain

- a) Examiner et approuver la mission et les honoraires connexes de l'auditeur pour tout régime d'une filiale américaine qui offre des actions de la Société à des employés à titre d'option de placement aux termes du régime.

X. Supervision en ce qui concerne l'administration interne

- a) Examiner annuellement les rapports des représentants de la Société siégeant à certains comités d'audit de filiales et de membres du groupe de la Société, ainsi que les questions importantes et les recommandations des auditeurs concernant ces filiales et ces membres du groupe;
- b) superviser la planification de la relève pour la haute direction dans les domaines de la finance, de la trésorerie, de la fiscalité, du risque et de l'audit interne ainsi que pour le groupe du contrôleur.

XI. Sécurité de l'information

- a) Examiner le rapport du chef de l'information (ou d'un autre représentant compétent de la Société) sur les contrôles, la formation et la sensibilisation en matière de sécurité de l'information.

XII. Fonction de supervision

Bien que le comité d'audit ait les responsabilités et les pouvoirs établis dans les présentes règles, sa fonction n'est pas de planifier ou d'exécuter des audits ni de déterminer si les états financiers et l'information financière de la Société sont complets et exacts ou conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et à l'auditeur externe. Le comité d'audit, son président et ses membres qui ont de l'expérience ou une expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe sont des membres du conseil, et sont nommés au comité afin d'assurer une supervision générale des activités liées à la présentation de l'information financière, aux risques financiers et aux contrôles financiers de la Société. À ce titre, ils ne sont pas expressément redevables ni responsables à l'égard de la marche quotidienne de ces activités. Bien que la désignation d'un ou de plusieurs membres d'« expert financier du comité d'audit » se fonde sur la formation et l'expérience des personnes concernées, et que celles-ci vont utiliser afin de s'acquitter de leurs fonctions au sein du comité d'audit, la désignation d'« expert financier du comité d'audit » n'impose pas à ces personnes des tâches, des obligations ou des responsabilités plus grandes que celles imposées à ces personnes en qualité de membres du comité d'audit et du conseil en l'absence d'une telle désignation. En fait, le rôle de tout expert financier du comité d'audit, à l'instar du rôle de l'ensemble des membres du comité d'audit, consiste à superviser le processus et non pas à attester ou garantir l'audit interne ou externe de l'information financière ou de la présentation de l'information financière de la Société.

3. COMPOSITION DU COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit se compose d'au moins trois administrateurs, dont une majorité sont des résidents canadiens (au sens attribué à ce terme dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*) et dont la totalité sont non reliés et/ou sont indépendants aux fins des lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis applicables et des règles applicables de toute bourse à la cote de laquelle les titres de la Société sont inscrits. Chaque membre du comité d'audit doit avoir des compétences financières et au moins un membre doit avoir de l'expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe (au sens attribué à ces termes de temps à autre en vertu des exigences ou des lignes directrices concernant les fonctions au sein du comité d'audit aux termes des lois sur les valeurs mobilières et des règles applicables de toute bourse à la cote de laquelle les titres de la Société sont inscrits à des fins de négociation ou, si ces termes ne sont pas définis, d'après l'interprétation qu'en fait le conseil selon son appréciation commerciale).

4. NOMINATION DES MEMBRES DU COMITÉ D'AUDIT

Les membres du comité d'audit sont nommés par le conseil de temps à autre sur la recommandation du comité de la gouvernance et ils demeurent en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivante, jusqu'à la nomination de leurs successeurs si celle-ci survient avant, ou encore jusqu'à la cessation de leurs fonctions à titre d'administrateurs de la Société.

5. VACANCES

Lorsqu'une vacance survient en tout temps au sein du comité d'audit, elle peut être comblée par le conseil sur la recommandation du comité de la gouvernance.

6. PRÉSIDENT DU COMITÉ D'AUDIT

Le conseil nomme un président du comité d'audit qui a pour fonction :

- a) d'examiner et d'approuver l'ordre du jour de chaque réunion du comité d'audit et, s'il y a lieu, de consulter les membres de la direction;
- b) de présider les réunions du comité d'audit;
- c) de donner à la direction les suggestions et les commentaires formulés par le comité d'audit au sujet des renseignements qui sont ou devraient être fournis au comité d'audit;
- d) de présenter au conseil un rapport sur les activités du comité d'audit en ce qui a trait à ses recommandations, résolutions, mesures et préoccupations;
- e) de se réunir au besoin avec les auditeurs interne et externe.

7. ABSENCE DU PRÉSIDENT DU COMITÉ D'AUDIT

Si le président du comité d'audit est absent à une réunion du comité d'audit, l'un des autres membres du comité d'audit présent à la réunion est choisi par le comité d'audit pour présider la réunion.

8. SECRÉTAIRE DU COMITÉ D'AUDIT

Le secrétaire de la société agit à titre de secrétaire du comité d'audit.

9. RÉUNIONS

Le président, ou deux membres du comité d'audit, ou l'auditeur interne, ou l'auditeur externe, peuvent convoquer une réunion du comité d'audit. Le comité d'audit se réunit au moins une fois par trimestre. Le comité d'audit rencontre périodiquement la direction, l'auditeur interne et l'auditeur externe dans le cadre de réunions directrices séparées.

10. QUORUM

Le quorum est constitué d'une majorité des membres du comité d'audit qui assistent à la réunion en personne ou par téléphone, ou encore au moyen d'un autre dispositif de télécommunication permettant à tous les participants à la réunion de se parler.

11. AVIS CONCERNANT LES RÉUNIONS

Un avis indiquant l'heure et le lieu de chaque réunion est donné à chaque membre du comité d'audit par écrit, par télécopie ou par un autre moyen électronique au moins 24 heures avant l'heure prévue pour une telle réunion. Cependant, un membre peut renoncer de quelque façon que ce soit à recevoir un avis concernant les réunions. La participation d'un membre à une réunion constitue une renonciation à l'égard de l'avis concernant la réunion, sauf si le membre participe à la réunion dans le but exprès de s'opposer à ce que soit débattue une question pour le motif que la réunion n'a pas été convoquée de façon licite.

12. PRÉSENCE DES DIRIGEANTS ET DES EMPLOYÉS DE LA SOCIÉTÉ À DES RÉUNIONS

Sur invitation du président du comité d'audit, un ou plusieurs dirigeants ou employés de la Société peuvent assister à une réunion du comité d'audit.

13. PROCÉDURE, DOSSIERS ET RAPPORTS

Le comité d'audit établit ses propres procédures lors des réunions, conserve des procès-verbaux de ses délibérations et fait rapport au conseil lorsque le comité d'audit le juge opportun, au plus tard à la réunion suivante du conseil.

14. EXAMEN DES RÈGLES ET ÉVALUATION DU COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit passe en revue ses règles chaque année ou comme il le juge opportun et, si cela est nécessaire, il propose des modifications au comité de la gouvernance et au conseil. Le comité d'audit passe chaque année en revue son propre rendement.

15. EXPERTS ET CONSEILLERS EXTERNES

Le comité d'audit est autorisé, lorsqu'il le juge nécessaire ou souhaitable, à retenir les services de conseillers juridiques, d'experts externes ou d'autres conseillers, lesquels sont indépendants, et à établir et à régler leur rémunération, aux frais de la Société, afin que le comité d'audit ou ses membres reçoivent des conseils indépendants sur quelque question que ce soit.

16. FIABILITÉ

En l'absence de renseignements réels indiquant le contraire (lesquels renseignements seront transmis sans délai au conseil), chaque membre du comité d'audit a le droit de se fier : (i) à l'intégrité des personnes ou organismes à l'intérieur et à l'extérieur de la Société desquels il reçoit des renseignements; (ii) à l'exactitude de l'information financière et autre fournie au comité d'audit par de telles personnes ou de tels organismes; (iii) aux déclarations faites par la direction et l'auditeur externe quant à tout service de technologie de l'information, d'audit interne ou services autres que l'audit fourni par l'auditeur externe à la Société et à ses filiales.