

TransCanada Corporation

Notice annuelle 2015

Le 10 février 2016

Table des matières

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	2
INFORMATION PROSPECTIVE	2
TRANSCANADA CORPORATION	3
Structure de l'entreprise	3
Liens intersociétés	4
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRALE DE L'ACTIVITÉ	4
Faits nouveaux concernant les gazoducs	5
Faits nouveaux concernant les pipelines de liquides	12
Faits nouveaux concernant l'énergie	15
ACTIVITÉS DE TRANSCANADA	19
Activités relatives aux gazoducs	19
Activités relatives aux pipelines de liquides	22
Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux pipelines de liquides	23
Activités relatives à l'énergie	24
GÉNÉRALITÉS	27
Employés	27
Restructuration et transformation de l'entreprise	27
Santé, sécurité, protection de l'environnement et politiques sociales	27
FACTEURS DE RISQUE	29
DIVIDENDES	29
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	30
Capital-actions	30
NOTES	32
DBRS	33
Moody's	34
S&P	34
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	35
Actions ordinaires	35
Actions privilégiées	36
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	37
Administrateurs	37
Comités du conseil	38
Dirigeants	40
Conflits d'intérêts	40
GOUVERNANCE	41
COMITÉ D'AUDIT	41
Formation et expérience pertinentes des membres	41
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	43
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	43
CONTRATS IMPORTANTS	44
INTÉRÊTS DES EXPERTS	44
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	44
GLOSSAIRE	45
ANNEXE A	46
ANNEXE B	47

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 2015 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 10 février 2016 (**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 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 peuvent comprendre de l'information sur ce qui suit, entre autres :

- les perspectives commerciales prévues
- 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
- les coûts prévus pour les projets planifiés, y compris les projets en construction 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
- les rachats d'actions ordinaires prévus aux termes de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités
- 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 et fait l'objet des incertitudes et des risques suivants :

Hypothèses

- les taux d'inflation et les prix des produits de base et les prix de capacité
- le moment des opérations de financement et de couverture
- les décisions réglementaires et leurs résultats
- les cours du change
- 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
- les acquisitions et les dessaisissements

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en place nos 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 des activités ordinaires 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 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'oeuvre, de l'équipement et du matériel
- 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 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

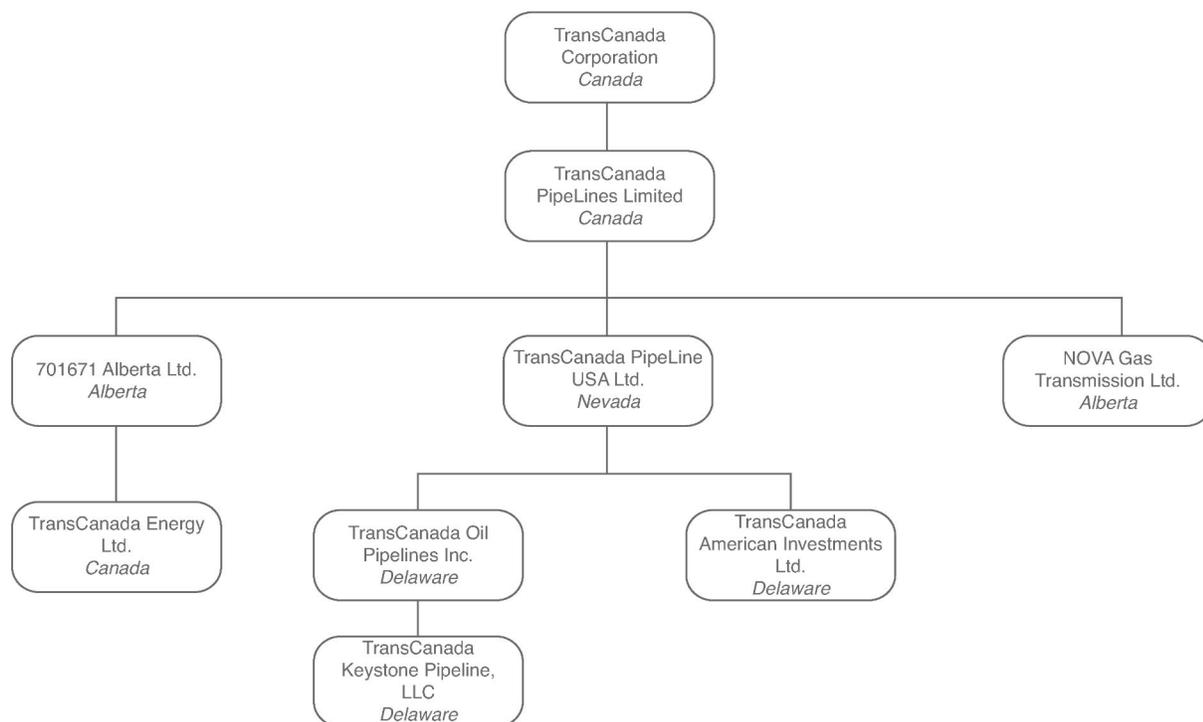
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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 des activités ordinaires dépassant 10 % des produits des activités ordinaires consolidés totaux de TransCanada pour l'exercice terminé à cette date. TransCanada a la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, de la totalité des actions comportant droit de vote de chacune de ces filiales.



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

Développement général de l'activité

Nous exerçons nos activités dans les trois secteurs suivants : les **gazoducs**, les **pipelines de liquides** et l'**énergie**. Les gazoducs et les pipelines de liquides comprennent principalement nos gazoducs et nos pipelines de liquides 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 2016 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 — Perspectives**, **Pipelines de liquides — Perspectives** et **Énergie — Perspectives** du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

FAITS NOUVEAUX CONCERNANT LES GAZODUCS

Date	Description du fait nouveau
Pipelines réglementés au Canada	
RÉSEAU DE NGTL	
Janvier 2013	L'ONÉ a émis sa recommandation au gouverneur en conseil voulant que la composante du projet Komie North relative à l'agrandissement de Chinchaga proposé soit approuvée, mais il a refusé la composante relative au prolongement de Komie North proposée.
Avril 2013	Le projet de croisement de Leismer à Kettle River a été mis en service. Le coût de l'agrandissement s'est établi à 150 M\$.
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 d'aménagement, 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 pour un montant d'environ 350 M\$. Pour 2016, le réseau de NGTL continue d'aménager environ 7,3 G\$ supplémentaires de nouvelles installations qui contribuent à l'offre et à la demande. Nous détenons pour environ 2,3 G\$ d'installations ayant reçu les approbations des organismes de réglementation, dont 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 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. Les demandes pour la construction et l'exploitation des diverses composantes du programme d'expansion de 2018 seront déposées auprès de l'ONÉ entre le deuxième trimestre et le quatrième trimestre de 2016. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, la construction devrait commencer en 2017, et toutes les installations devraient être en service en 2018.
Canalisation principale North Montney	
Août 2013	Nous avons conclu des conventions visant des services de transport garanti de gaz afin de soutenir le développement d'un prolongement et d'un agrandissement importants de pipeline pour le réseau de NGTL devant servir à la réception et au transport de gaz naturel provenant de la région de North Montney, en C.-B. Nous avons également pris des arrangements avec d'autres parties relativement à des services de transport qui seront fournis par l'entremise des installations de la canalisation principale North Montney.
Juin 2015	L'ONÉ a approuvé le projet de la canalisation principale North Montney de 1,7 G\$ sous réserve de certaines modalités et conditions. Aux termes de l'une de ces conditions, la construction du projet de la canalisation principale North Montney peut commencer uniquement après qu'une décision d'investissement finale (DIF) positive a été prise relativement au projet de GNL proposé de Pacific NorthWest (PNW). La canalisation principale North Montney 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 du BSOC d'accéder aux marchés du gaz naturel en place et futurs, y compris des marchés de GNL. Le projet de la canalisation principale North Montney sera formé de deux larges tronçons de gazoduc d'un diamètre de 42 pouces, Aitkeen Creek et Kahta, d'une longueur totale d'environ 301 km (187 milles), et comprendra les installations de comptage, les emplacements des vannes et les installations de compression connexes. 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 de GNL proposée de PNW près de Prince Rupert, en C.-B. Nous prévoyons que les tronçons Aitkeen Creek et Kahta seront en service en 2017.

Date	Description du fait nouveau
------	-----------------------------

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 et prévoyons que la canalisation principale Merrick sera en service au cours du premier trimestre de 2020. La canalisation principale Merrick transportera le gaz naturel fourni par le truchement du réseau de NGTL jusqu'à l'entrée du projet de pipeline Pacific Trail et se rendra jusqu'au terminal de GNL de Kitimat, près de Kitimat, en C.-B.
Premier trimestre de 2016	Le projet proposé de la canalisation principale Merrick a été retardé. À la fin de 2015, les partenaires du terminal de GNL de Kitimat nous ont informés qu'ils échelonnaient le développement de l'installation de GNL de Kitimat sur une plus longue période. Étant donné que la canalisation principale Merrick dépend de la construction de l'infrastructure en aval, elle ne sera pas mise en service avant 2021 au plus tôt. La canalisation principale Merrick est un projet de 1,9 G\$ qui sera formé d'environ 260 kilomètres (161 milles) de conduites d'un diamètre de 48 pouces.

Règlements sur les besoins en produits des activités ordinaires de NGTL

Août 2013	Nous avons conclu avec des expéditeurs et d'autres parties intéressées un règlement sur les besoins annuels en produits des activités ordinaires du réseau de NGTL pour les exercices 2013 et 2014 (le règlement de NGTL pour 2013-2014). Aux termes du règlement, le RCA était fixé à 10,10 % sur un capital-actions ordinaires réputé de 40 %, le taux d'amortissement composé devait augmenter pour atteindre 3,05 % en 2013 et 3,12 % en 2014 et les frais d'exploitation, de maintenance et d'administration devaient s'établir à 190 M\$ pour 2013 et à 198 M\$ pour 2014, tout écart étant à notre charge. Nous avons également demandé et reçu l'autorisation d'apporter des changements aux taux provisoires existants pour tenir compte du règlement, avec prise d'effet le 1 ^{er} septembre 2013, en attendant qu'une décision soit rendue à l'égard de la demande de règlement.
Novembre 2013	L'ONÉ a approuvé le règlement de NGTL pour 2013-2014 et les taux définitifs pour 2013, tels qu'ils ont été déposés, en novembre 2013.
Octobre 2014	Nous sommes parvenus à un règlement sur les besoins en produits des activités ordinaires avec nos expéditeurs pour 2015 à l'égard du réseau de NGTL. Les modalités du règlement d'un an ne comprenaient aucune modification au RCA de 10,10 % sur un capital-actions réputé de 40 % et prévoyaient 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. Le règlement a été déposé auprès de l'ONÉ en octobre 2014.
Février 2015	Nous avons reçu l'approbation de l'ONÉ pour notre règlement sur les besoins en produits des activités ordinaires 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 10,10 % 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 des activités ordinaires 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 ordinaires réputé de 40 %, établit l'amortissement à un taux composé prévu de 3,16 % et fixe les frais d'exploitation, de maintenance et d'administration à 225 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'entente aux fins d'approbation auprès de l'ONÉ.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

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.
--------------	--

Règlement relatif au réseau principal et demandes relatives aux droits et aux tarifs et règlement avec les sociétés de distribution locales

Mars 2013	Nous avons reçu la décision de l'ONÉ à l'égard de notre proposition de restructuration au Canada visant à modifier la structure commerciale et les conditions du service sur le réseau principal au Canada. La décision de l'ONÉ exigeait l'établissement d'un compte des ajustements de stabilisation des droits (CASD) dans lequel nous devons comptabiliser les surplus ou les manques à gagner de nos produits des activités ordinaires par rapport au coût du service chaque année pendant la période de cinq ans couverte par la décision. La décision de l'ONÉ exigeait également qu'une nouvelle demande d'examen des droits soit déposée avant la fin de la période de cinq ans dans certaines situations, notamment si le CASD affiche un solde positif, ce qui s'est produit en 2013. Nous avons déposé par la suite une demande auprès de l'ONÉ en mai 2013, qui a été rejetée en juin 2013, et l'ONÉ a établi un processus d'examen des révisions tarifaires.
-----------	--

Date	Description du fait nouveau
Juillet 2013	L'ONÉ a publié les motifs de son refus de notre demande de révision et de modification. L'ONÉ a examiné d'autres modifications du tarif applicable au réseau principal au Canada dans une demande distincte qui a été entendue lors d'une audience orale. Nous avons commencé à mettre en application la décision de l'ONÉ concernant la proposition de restructuration au Canada. La mise en application de la décision de l'ONÉ était une priorité essentielle en 2013, et la capacité de facturer les services discrétionnaires aux prix du marché nous a permis de satisfaire pour l'essentiel à nos exigences en matière de coût global des services pour 2013.
Septembre 2013	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. Le règlement avec les SDL proposait d'établir de nouveaux droits fixes pour la période de 2015 à 2020 et maintiendra les droits pour 2014 aux taux actuels. Aux termes du règlement avec les SDL, les droits pour 2015 ont été calculés en fonction d'un RCA de base de 10,10 % sur un capital-actions ordinaires 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 8,70 % à 11,50 %. 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 aux marchés. 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 ainsi qu'à l'égard 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 en matière de services discrétionnaires et la mise en oeuvre de certaines modifications aux tarifs et de nouveaux services conformément aux conditions du règlement.
Mars 2014	L'ONÉ a donné suite à la demande visant le règlement avec les SDL que nous avons déposée en décembre 2013. L'ONÉ n'a pas approuvé la demande en tant que règlement, mais nous a donné la possibilité de maintenir la demande sous forme d'une demande visant des droits contestés, de modifier la demande ou de mettre fin au traitement de la demande. 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 ordinaires réputé de 40 % et un mécanisme incitatif fondé sur les produits des activités ordinaires 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. La décision 2014 de l'ONÉ prévoit un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 M\$ après les impôts. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre nos produits des activités ordinaires et le coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes, soit six ans.
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.
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	Une demande a été déposée auprès de l'ONÉ visant le projet Énergie Est et la conversion d'une partie du réseau principal au Canada pour assurer le transport du gaz naturel au lieu du pétrole brut. Une demande a également été déposée 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 pour assurer le transport du pétrole brut pour le projet Énergie Est.
Août 2015	TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un accord avec les SDL de l'Est qui répondait aux questions soulevées par celles-ci concernant 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 Énergie Est et le projet du réseau principal de l'Est. L'accord fournit 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. Le coût en capital du projet du réseau principal de l'Est est maintenant estimé à 2,0 G\$, et l'augmentation de l'estimation des coûts est attribuable à la révision de la portée du projet à la suite de l'accord avec les SDL et de la mise à jour des estimations de coûts. Le projet du réseau principal de l'Est est conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est.
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.

Date	Description du fait nouveau
Autres prolongements du réseau principal au Canada	
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 l'aménagement 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 est 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.

Pipeline d'ANR

Octobre 2013	Nous avons conclu un appel de soumissions obligatoire fructueux. Nous avons signé des contrats de transport garanti pour un volume de 350 Mpi ³ /j à des tarifs maximaux pendant 10 ans dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR, qui nécessite des modifications aux installations existantes. Le projet accroît sensiblement notre capacité à recevoir du gaz sur l'axe principal du sud-est d'ANR en provenance des zones schisteuses d'Utica et de Marcellus.
Mars 2014	Nous avons obtenu des engagements fermes supplémentaires pour le transport du gaz naturel visant près de 2,0 Gpi ³ /j pour la 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 station de compression supplémentaire à Sulphur Springs, en Indiana, le prolongement du pipeline d'interconnexion Rockies Express près de Shelbyville, en Indiana, et une capacité de 600 Mpi ³ /j dans le cadre du 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 sont actuellement estimés à 150 M\$ US. La capacité a été souscrite aux tarifs maximaux pour une durée moyenne de 23 ans, et des nouveaux contrats visant environ 1,25 Gpi ³ /j entreront 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 évalue également 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 visant l'augmentation des tarifs de transport maximaux d'ANR. 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 sont à l'origine de la nécessité d'investir dans la maintenance de l'installation, la fiabilité et l'intégrité du système et de l'augmentation des frais d'exploitation, qui font en sorte que les tarifs actuels n'offrent pas un rendement raisonnable de notre capital investi. Nous poursuivrons également un processus de collaboration afin de parvenir à un résultat profitable aux deux parties avec nos clients par la négociation d'un règlement. La dernière demande tarifaire déposée par ANR remonte à plus de 20 ans.

Pipelines aux États-Unis

Vente de GTN Pipeline, de Bison Pipeline et de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) à TC Pipelines, LP (TCLP)

Juillet 2013	Nous avons vendu une participation supplémentaire de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (GTN) et dans Bison Pipeline LLC (Bison) à TCLP pour un prix d'achat global de 1,05 G\$ US. Nous continuons de détenir une participation directe de 30 % dans les deux pipelines.
Octobre 2014	Nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Bison à TCLP pour un produit en espèces de 215 M\$ US.
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 de 246 M\$ US en espèces, de la prise en charge de la dette proportionnelle de GTN valant 98 M\$ US et de 95 M\$ US de nouvelles parts de catégorie B de TCLP.
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 de la dette proportionnelle de PNGTS valant 35 M\$ US.

TC Offshore

Décembre 2015	Nous avons conclu un accord afin de vendre TC Offshore à un tiers et prévoyons que la clôture de la vente aura 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 de 125 M\$ avant les impôts en 2015.
---------------	---

Date	Description du fait nouveau
Great Lakes	
Novembre 2013	Great Lakes a reçu l'approbation de la FERC à l'égard d'un règlement tarifaire intervenu avec ses expéditeurs qui a eu pour effet d'augmenter d'environ 21 % les taux repère maximaux, ce qui a entraîné une légère hausse des produits des activités ordinaires tirés de ses contrats prévoyant des taux repère. Le règlement prévoyait un moratoire de 17 mois prenant fin en mars 2015 et nous obligeait à appliquer de nouveaux taux d'ici le 1 ^{er} janvier 2018.
Février 2016	Nous avons réduit les prévisions des flux de trésorerie provenant de l'unité d'exploitation pour les 10 prochaines années par rapport à celles utilisées dans les tests de dépréciation antérieurs. Il se pourrait que des réductions continues des flux de trésorerie prévisionnels futurs et des modifications défavorables aux autres hypothèses clés donnent lieu à une dépréciation future au titre du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes. Notre quote-part de l'écart d'acquisition de Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 386 M\$ US au 31 décembre 2015 (2014 - 243 M\$ US).
Northern Border	
Janvier 2013	Northern Border a obtenu une entente de règlement définitif avec ses expéditeurs, que la FERC a approuvée en décembre 2012 avec prise d'effet en janvier 2013. Les tarifs prévus au règlement pour le transport sur de longues distances seraient d'environ 11 % inférieurs aux tarifs de 2012 et l'amortissement a été réduit, passant de 2,4 % à 2,2 %. Le règlement prévoyait également un moratoire de trois ans sur le dépôt d'instances ou la contestation des tarifs prévus au règlement, mais Northern Border doit engager une autre instance tarifaire d'ici cinq ans.
Pipelines mexicains	
Projets de pipelines Topolobampo et Mazatlán	
Premier trimestre de 2016	Les activités de délivrance de permis, d'ingénierie et de construction se poursuivent comme prévu pour ces deux pipelines au nord-ouest du Mexique. Le projet Topolobampo consiste en un pipeline de 30 pouces d'une longueur de 530 km (329 milles) et d'une capacité de 670 Mpi ³ /j, dont le coût s'établit à 1 G\$ US, qui transportera du gaz vers Topolobampo, dans l'État de Sinaloa, et s'interconnecte avec des pipelines de tiers entre El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, au Mexique. Le projet Mazatlán consiste en un pipeline de 24 pouces d'une longueur de 413 km (257 milles) et d'une capacité de 200 Mpi ³ /j reliant El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, dont le coût est estimé à 400 M\$ US. Les deux projets sont soutenus par des contrats d'une durée de 25 ans avec la CFE; ils en sont aux dernières étapes de la construction et devraient entrer en service à la fin de 2016.
Pipeline Tuxpan-Tula	
Novembre 2015	Nous avons obtenu le contrat pour construire le pipeline Tuxpan-Tula d'une valeur de 500 M\$ US et d'en être les propriétaires-exploitants; le pipeline, d'une longueur de 250 km (155 milles) et d'un diamètre de 36 pouces, comportera une capacité faisant l'objet de contrats de 886 Mpi ³ /j pendant 25 ans avec la CFE. Il s'étendra de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, jusqu'aux États de Puebla et de Hidalgo et approvisionnera en gaz naturel chacun de ces territoires ainsi que la région centrale du Mexique. Le pipeline desservira de nouvelles centrales et des centrales existantes qui prévoient abandonner le mazout au profit du gaz naturel comme carburant de base. La construction devrait débuter en 2016 et la mise en service devrait avoir lieu au cours du quatrième trimestre de 2017.
Projet de prolongement du pipeline Tamazunchale	
Novembre 2014	La construction du prolongement de 600 M\$ US s'est terminée. 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 reconnus comme des cas de force majeure, et certaines dispositions permettent le recouvrement des produits des activités ordinaires à compter de la date de mise en service initialement prévue.
Guadalajara	
Premier trimestre de 2013	La station de compression est entrée en service.
Gazoducs à l'étranger	
Vente de Gas-Pacífico/INNERGY	
Novembre 2014	Nous avons procédé à la clôture de la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacífico/INNERGY au prix de 9 M\$. Cette vente a marqué notre retrait de la région du cône Sud de l'Amérique du Sud.

Date	Description du fait nouveau
Projets de pipelines de GNL	
Transport du gaz de Prince Rupert	
Janvier 2013	Nous avons été choisis pour concevoir et construire le projet de pipeline TGPR et en être les propriétaires-exploitants. Nous nous employons à solliciter l'engagement des communautés autochtones, la participation de la collectivité, des propriétaires fonciers et du gouvernement, tandis que le processus réglementaire relatif au projet TGPR suivait son cours auprès de l'Environmental Assessment Office (EAO). Nous avons continué à préciser notre corridor d'étude en fonction des consultations et des études détaillées.
Novembre 2014	Nous avons reçu une demande de certificat d'évaluation environnementale (CÉE) de l'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, qui n'a pas encore été reçue.
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 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 mise en service du projet TGPR est prévue pour 2020, mais son calendrier sera harmonisé avec celui de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.
Février 2016	Nous continuons de solliciter l'engagement des communautés autochtones et avons maintenant signé des conventions de projet avec 10 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 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.
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 entrerait 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. Le pipeline d'une longueur de 670 km (416 milles) devrait avoir une capacité initiale de 1,7 Gpi ³ /j et transportera du gaz naturel à partir de la région productrice de gaz de Montney près de Dawson Creek, en C.-B., jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée de LNG Canada située près de Kitimat, en C.-B.
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 continuons à solliciter l'engagement des communautés autochtones le long du tracé de notre pipeline et avons maintenant annoncé des conventions de projet à long terme avec 11 Premières Nations. Ces conventions de projet présentent les avantages et engagements, financiers et autres, qui seront offerts à chaque Première Nation tant que le pipeline demeurera en service. Nous continuons également à solliciter l'engagement des parties intéressées le long du tracé du pipeline et poursuivons des 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. L'approbation de cette modification au tracé devrait être reçue au cours du premier trimestre de 2016. Nous avons reçu huit des dix permis relatifs aux pipelines et aux installations de l'EAO de la C.-B. et prévoyons recevoir les deux autres permis au cours du premier trimestre de 2016. Avec ces permis, Coastal GasLink détiendra tous les principaux permis réglementaires nécessaires au projet. Les participants à LNG Canada ont indiqué qu'ils prévoyaient prendre une DIF plus tard en 2016. Nous demeurons optimistes quant à la réussite de leur projet, et nos activités de développement pour le projet Coastal GasLink demeurent pleinement en phase avec leur échéancier de projet. La date de mise en service de notre pipeline devrait concorder avec les exigences en matière d'exploitation de l'installation de LNG Canada qui sera construite à Kitimat, en C.-B. S'il n'était pas donné suite au projet, nos coûts du projet (y compris les frais de crédit) seraient entièrement recouvrables.

Date	Description du fait nouveau
Projet de GNL de l'Alaska	
Avril 2014	L'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi qui nous fournira, de même qu'aux trois producteurs importants 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 des anciens modes de gouvernance et du cadre 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 (pre-FEED) 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 mise en valeur 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 prévoit la pleine récupération des coûts engagés pour faire progresser le projet depuis le 1 ^{er} janvier 2014, y compris les frais de crédit. Avec cette vente prend fin notre participation au développement d'un réseau de pipelines pour la commercialisation du gaz naturel de l'Alaska North Slope.

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, Gazoducs — Résultats, Gazoducs — Les rouages du secteur des gazoducs et Gazoducs — Faits marquants***, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

FAITS NOUVEAUX CONCERNANT LES PIPELINES DE LIQUIDES

Date	Description du fait nouveau
Réseau de pipelines Keystone	
Janvier 2014	Nous avons achevé la construction du prolongement du pipeline Gulf Coast de 36 pouces d'une longueur de 780 km (485 milles) du réseau de pipelines Keystone qui relie Cushing, en Oklahoma, à la côte américaine du golfe du Mexique, et le transport du pétrole brut associé à ce projet a débuté. La capacité de pipeline moyenne s'est établie à 520 000 b/j pour la première année d'exploitation. L'achèvement du prolongement du pipeline Gulf Coast en janvier 2014 a étendu le réseau de pipelines Keystone pour en faire un réseau de 4 247 km (2 639 milles) qui transporte du pétrole brut à partir de Hardisty (Alberta) jusqu'aux marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.
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.
Pipeline Sour Lake de CITGO	
Deuxième trimestre de 2015	Nous avons conclu un accord avec CITGO Petroleum (CITGO) visant la construction d'un point de raccordement de 65 M\$ US avec le réseau de pipelines Keystone afin de donner accès au terminal de CITGO situé à Sour Lake, au Texas, qui fournit 425 000 b/j à leur raffinerie de Lake Charles, en Louisiane. Le raccordement devrait être fonctionnel au cours du quatrième trimestre de 2016.
Cushing Marketlink	
Septembre 2014	La construction a été achevée.
Pipeline Houston Lateral et terminal	
Troisième trimestre de 2015	Les travaux de construction du pipeline Houston Lateral d'une longueur de 77 km (48 milles) et du terminal de réservoirs qui relieront le réseau de pipelines Keystone aux raffineries de Houston, au Texas ont progressé. Le terminal devrait avoir une capacité de stockage initiale de 700 000 barils de pétrole brut. Le pipeline et le terminal devraient être achevés au cours du deuxième trimestre de 2016.
Janvier 2016	Nous avons conclu un accord avec Magellan Midstream Partners L.P. (Magellan) visant le raccord de notre terminal situé à Houston avec le réseau d'acheminement de Magellan entre Houston et Texas City, au Texas. Nous détiendrons une participation de 50 % dans ce projet de pipeline de 50 M\$ US, ce qui améliorera l'accès au marché de Houston pour notre réseau de pipelines Keystone. Le pipeline devrait entrer en service au cours du premier semestre de 2017, sous réserve de la réception des droits de passage, des permis et des approbations réglementaires nécessaires.
Keystone XL	
Janvier 2013	Le Department of Environmental Quality du Nebraska (DEQN) a rendu son rapport d'évaluation final sur notre tracé révisé proposé pour Keystone XL au gouverneur du Nebraska. En janvier 2013, le gouverneur du Nebraska a approuvé notre tracé révisé proposé. Le rapport d'évaluation final rendu par le DEQN indiquait que la construction et l'exploitation de Keystone XL devraient avoir des incidences environnementales minimales au Nebraska.
Mars 2013	Le Département d'État des États-Unis a publié son projet d'énoncé complémentaire des incidences environnementales de Keystone XL. L'énoncé des incidences réaffirmait que la construction du projet Keystone XL d'une capacité de 830 000 b/j n'aurait pas d'incidence importante sur l'environnement.
Janvier 2014	Le Département d'État des États-Unis a publié son énoncé complémentaire définitif des incidences environnementales (ECDIE) du projet Keystone XL. Les résultats présentés dans le rapport concordaient avec les examens environnementaux précédents de Keystone XL. L'ECDIE concluait qu'il est peu probable que Keystone XL ait une incidence importante sur le taux d'extraction dans les sables bitumineux et que toutes les autres méthodes de transport de pétrole brut envisagées à la place de Keystone XL sont moins efficaces, généreraient beaucoup plus d'émissions de GES et de déversements d'hydrocarbures et comporteraient des risques beaucoup plus élevés pour la sécurité publique. Le rapport a déclenché la période de détermination de l'intérêt national d'une durée maximale de 90 jours au cours de laquelle d'autres organismes gouvernementaux sont consultés et donne l'occasion au public de présenter ses observations.
Février 2014	Une cour de district du Nebraska a statué que le pouvoir d'approuver un tracé de rechange au Nebraska pour Keystone XL revenait à la commission de la fonction publique de l'État plutôt qu'au gouverneur Dave Heineman.
Avril 2014	Le Département d'État des États-Unis a annoncé la prolongation du processus d'évaluation de l'intérêt national pour une période indéterminée afin de lui laisser le temps d'étudier l'incidence éventuelle du tronçon situé au Nebraska du tracé du pipeline.
Septembre 2014	Le procureur général du Nebraska a interjeté appel, et la Cour suprême de l'État du Nebraska a entendu l'appel. Nous avons présenté une requête en accréditation pour Keystone XL auprès de la Public Utilities Commission (PUC) du Dakota du Sud. Cette accréditation confirmait que les conditions selon lesquelles le permis de construction initial de Keystone XL accordé par la PUC en juin 2010 continuaient d'être remplies.

Date	Description du fait nouveau
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 terminal d'Hardisty de Keystone reste en veilleuse, et sa date de mise en service estimative sera dictée par les besoins du marché. Le calcul de cette dépréciation est décrit plus en détail à la rubrique Autres renseignements — Estimations comptables critiques du rapport de gestion. Également en novembre 2015, nous avons retiré notre demande d'autorisation du tracé pour le projet Keystone XL que nous avons 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 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'ALENA 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. Ce litige est à un stade préliminaire, et la probabilité d'un dénouement positif et l'incidence qui en résulterait sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation sont inconnues à ce stade. Nous avons déposé le même jour 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. Nous continuons de soutenir Keystone XL et de passer en revue nos options, dont le dépôt d'une nouvelle demande de permis transfrontalier.
Oléoduc Énergie Est	
Avril 2013	Nous avons annoncé que nous lançons un appel de soumissions en vue d'obtenir des engagements fermes à l'égard d'un pipeline pour le transport du pétrole brut à partir de points de réception dans l'Ouest vers les marchés canadiens de l'Est. L'appel de soumissions faisait suite à une période de demandes de manifestations d'intérêt fructueuse et à des discussions avec des expéditeurs éventuels.
Août 2013	Nous avons annoncé que nous poursuivions le projet Oléoduc Énergie Est d'une capacité de 1,1 million de b/j, puisque des contrats de service garanti à long terme ont été obtenus pour un volume d'environ 900 000 b/j à la suite de l'appel de soumissions pour le transport du pétrole brut à partir de l'Ouest canadien vers des raffineries et des terminaux d'exportation de l'Est. Le coût du projet était estimé à environ 12 G\$, compte non tenu de la valeur de transfert des actifs de gaz naturel du réseau principal au Canada. Nous avons commencé à solliciter l'engagement des communautés autochtones et la participation des parties intéressées et entamé le travail de terrain connexe dans le cadre de la conception et de la planification initiales.
Mars 2014	Nous avons déposé la description de projet relative à l'Oléoduc Énergie Est auprès de l'ONÉ. Il s'agissait de la première étape formelle du processus réglementaire visant à obtenir les approbations nécessaires à la construction et à l'exploitation du pipeline.
Octobre 2014	Nous avons déposé les demandes réglementaires nécessaires auprès de l'ONÉ afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter l'Oléoduc Énergie Est et les installations des terminaux. Sous réserve des approbations réglementaires, l'oléoduc devait effectuer ses premières livraisons d'ici la fin de 2018.
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 d'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.

Date	Description du fait nouveau
Janvier 2016	Les modifications apportées à l'échéancier et à la portée du projet, telles qu'elles sont reflétées dans la demande modifiée, ont contribué à un coût en capital révisé se chiffrant désormais à 15,7 G\$, et ce montant ne comprend pas le transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada. Aux termes des contrats d'approvisionnement à long terme totaux visant le projet d'une capacité de 995 000 b/j, dont la durée moyenne est de 19 ans, 725 000 b/j seront acheminés dans des raffineries du Québec ou de Saint John, au Nouveau-Brunswick, qui ont été désignées comme des points de livraison. Au total, 270 000 b/j sont encore sous contrat pour être livrés sur le marché québécois, y compris à un terminal maritime au Québec; toutefois, le point de livraison de Saint John, au Nouveau-Brunswick, n'est pas compris dans ce contrat. Des pourparlers sont en cours avec ces expéditeurs dans le but de soustraire le terminal maritime au Québec des modalités de leurs contrats de transport. Sous réserve des approbations des organismes de réglementation, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons d'ici la fin de 2020. Or, le 27 janvier 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé des mesures provisoires dans le cadre de son évaluation des projets pipeliniers, dont celui du projet 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 d'Énergie Est 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, ce qui portera le temps total d'examen à 27 mois. Nous passons actuellement en revue ces changements et nous en évaluerons l'incidence sur le projet.
Pipeline Northern Courier	
Avril 2013	Nous avons déposé une demande de permis auprès de l'Alberta Energy Regulator (AER) après avoir réalisé le processus d'engagement des communautés autochtones et de participation des parties intéressées et le travail de terrain connexe requis.
Octobre 2013	Suncor Énergie Inc. (Suncor) a annoncé que Fort Hills Energy Limited Partnership mettait à exécution le projet minier de sables bitumineux Fort Hills et prévoyait commencer à produire du pétrole brut en 2017. Le pipeline Northern Courier transportera du pétrole brut entre le site d'extraction de Fort Hills et les installations de réservoirs de Suncor situées au nord de Fort McMurray.
Juillet 2014	L'AER a délivré un permis approuvant notre demande de construction et d'exploitation du pipeline Northern Courier. La construction du pipeline a commencé.
Premier trimestre de 2016	La construction du réseau de pipelines qui assure le transport de bitume et de diluant entre le site d'extraction de Fort Hills et le terminal de Suncor, situé au nord de Fort McMurray, en Alberta, se poursuit. Le projet est pleinement soutenu par les contrats à long terme conclus avec la société en commandite Fort Hills. Nous prévoyons que le réseau de pipelines devrait être prêt à être mis en service en 2017.
Pipeline Heartland et terminaux TC	
Mai 2013	Nous avons annoncé que nous avons conclu des conventions d'expédition obligatoires à long terme en vue de construire les projets de pipeline Heartland et de terminaux TC et d'en être les propriétaires-exploitants, et que nous avons déposé une demande de permis à l'égard de l'installation terminale. En octobre 2013, nous avons déposé une demande de permis pour le pipeline auprès de l'AER après avoir réalisé le processus d'engagement des communautés autochtones et de participation des parties intéressées et le travail de terrain connexe requis.
Février 2014	La demande à l'égard de l'installation terminale a été approuvée par l'AER.
Octobre 2014	La construction du terminal a débuté et a depuis été retardée, et la date de mise en service des projets sera fixée de façon à concorder avec les conditions sectorielles et les exigences de nos clients. Le pipeline Heartland est un oléoduc reliant le marché d'Edmonton/Heartland, en Alberta, aux installations d'Hardisty, en Alberta. Les terminaux TC consistent en une installation terminale dans le centre industriel Heartland au nord d'Edmonton, en Alberta, située au début du pipeline Heartland.
Pipeline Grand Rapids	
Mai 2013	Nous avons déposé une demande de permis auprès de l'AER pour le pipeline Grand Rapids, réseau de pipelines doubles de 36 pouces et de 20 pouces assurant le transport du pétrole brut et du diluant entre les régions de production, situées au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, et les terminaux de la région d'Edmonton/Heartland, en Alberta après avoir réalisé le processus d'engagement des communautés autochtones et de participation des parties intéressées et le travail de terrain connexe requis. Notre partenaire a également conclu un contrat de services de transport à long terme afin de soutenir le pipeline Grand Rapids. Nous et notre partenaire serons chacun propriétaire de 50 % du projet et exploiterons le réseau.
Octobre 2014	L'AER a délivré un permis approuvant notre demande de construction et d'exploitation du pipeline Grand Rapids. La phase un de la construction se poursuit, ce qui comprend la construction d'un pipeline de 20 pouces entre le nord de l'Alberta et Edmonton, en Alberta, et d'un pipeline de 36 pouces entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta. Nous prévoyons que le transport du pétrole brut dans la phase un débutera en 2017. La construction de la phase deux, soit la construction du plus gros pipeline de 36 pouces, est actuellement retardée et la date de mise en service dépendra d'une demande du marché suffisante. Nous exploiterons le pipeline Grand Rapids une fois qu'il sera terminé.

Date	Description du fait nouveau
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, lequel pipeline devrait être mis en service au cours de la deuxième moitié de 2017. La coentreprise sera intégrée à la phase un de Grand Rapids, et elle offrira à nos expéditeurs des solutions de rechange améliorées en matière d'offre de diluant.
Pipeline Upland	
Novembre 2014	Nous avons terminé un appel de soumissions obligatoire fructueux pour le pipeline Upland. Les contrats commerciaux que nous avons signés pour le pipeline Upland de 600 M\$ sont conditionnels à ce que le projet Oléoduc Énergie Est aille de l'avant.
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 l'Oléoduc Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan. Sous réserve des approbations réglementaires, nous prévoyons que le pipeline Upland sera mis en service en 2020. Les contrats commerciaux que nous avons signés pour le pipeline Upland sont conditionnels à ce que le projet 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 Autres renseignements — Risques et gestion des risques 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, 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.

FAITS NOUVEAUX CONCERNANT L'ÉNERGIE

Date	Description du fait nouveau
Énergie au Canada	
Émissions de gaz à effet de serre de l'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 dépassent 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 rejeterait la centrale alimentée au gaz naturel la plus propre de l'Alberta pour produire une quantité équivalente d'électricité. Bien que nos CAE pour les installations Sundance et Sheerness soient assujettis à ce règlement, les crédits de carbone que nous détenons contrebalanceront une partie de la hausse des coûts. Le solde des coûts de conformité devrait être recouvré en partie par l'augmentation des prix sur le marché, mais on ne sait pas encore comment il sera pleinement recouvré.
Napanee	
Janvier 2015	Nous avons commencé les activités de construction à la 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. Nous prévoyons investir environ 1,0 G\$ dans l'installation de Napanee durant la construction, et l'exploitation commerciale devrait commencer à la fin de 2017 ou au début de 2018. La production tirée de l'installation est entièrement vendue à l'IESO.

Date	Description du fait nouveau
Bécancour	
Juin 2013	Hydro-Québec Distribution (Hydro-Québec) nous a avisés qu'elle exercerait son option de prolongation de la convention qui prévoit la suspension de la production d'électricité à la centrale de Bécancour tout au long de 2014. Hydro-Québec nous avait avisés qu'elle exercerait son option de prolongation de la convention qui prévoit la suspension de la production d'électricité à la centrale de Bécancour tout au long de 2013. Aux termes de la convention initiale, Hydro-Québec pouvait prolonger annuellement la suspension jusqu'à ce que la demande régionale d'électricité se rétablisse.
Décembre 2013	Nous avons conclu une modification de la convention de suspension initiale avec Hydro-Québec afin de prolonger la suspension de la production jusqu'à la fin de 2017. Aux termes de la modification, Hydro-Québec continuait d'avoir l'option (sous réserve de certaines conditions) de prolonger la suspension après 2017. La modification renferme également des dispositions révisées qui visent à réduire les paiements que nous recevons d'Hydro-Québec au titre des coûts de transport du gaz naturel à Bécancour pendant la période de suspension; nous conservons toutefois notre capacité de recouvrer la totalité de nos coûts de capacité aux termes du contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec Hydro-Québec pendant que la production est suspendue.
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. De plus, Hydro-Québec 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.
Août 2015	Nous avons signé un accord avec Hydro-Québec visant à modifier le contrat d'approvisionnement en électricité de la centrale de Bécancour. Cette modification permet à Hydro-Québec de distribuer une capacité hivernale de pointe garantie pouvant atteindre 570 MW à partir de la centrale de Bécancour sur une période de 20 ans à compter de décembre 2016. Les paiements annuels reçus pour ce nouveau service s'ajouteront aux paiements de capacité actuels versés aux termes de l'accord. La Régie de l'énergie a approuvé le contrat modifié en octobre 2015. Nous continuons de recevoir des paiements de capacité pendant la suspension de la production.
Bruce Power	
Avril 2013	Bruce Power a annoncé qu'elle avait conclu une convention avec l'Office de l'électricité de l'Ontario en vue de maintenir le prix plancher de Bruce B jusqu'à la fin de la décennie, ce qui devrait coïncider avec les dates de fin de vie des réacteurs de Bruce B en 2019 et en 2020.
Avril 2013	Bruce Power a remis le réacteur 4 de Bruce A en service après l'exécution d'un programme d'investissement dans un arrêt visant à prolonger sa durée qui avait commencé en août 2012. Cet investissement devrait permettre au réacteur 4 de Bruce A de fonctionner au moins jusqu'en 2021.
Mars 2014	Corporation Cameco a vendu sa participation de société en commandite de 31,6 % dans Bruce B à BPC Generation Infrastructure Trust. Nous conservons l'option d'accroître notre pourcentage de participation dans Bruce B.
Quatrième trimestre de 2014	Une nouvelle loi fédérale canadienne devrait être promulguée 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. Ce projet de 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 proposée 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.

Date	Description du fait nouveau
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 débiter en 2020 s'élève à environ 4 G\$ (en dollars de 2014). Dans certaines circonstances, Bruce Power et l'IESO peuvent choisir de ne pas procéder avec 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 2016, Bruce Power reçoit un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh pour tous les réacteurs. Ce prix sera rajusté pendant la durée de l'accord pour intégrer l'investissement en capital supplémentaire et l'évolution des coûts. 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.

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

Jun 2013	Nous avons fait l'acquisition de la première installation pour la somme de 55 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. (Canadian Solar), en contrepartie d'environ 500 M\$. Aux termes de la convention, Canadian Solar doit développer et construire chacune des neuf installations d'énergie solaire en utilisant des panneaux photovoltaïques. Nous achetons chaque installation une fois que la construction et l'essai de réception sont achevés et que l'exploitation commerciale commence. Toute l'énergie produite par les installations d'énergie solaire est actuellement vendue ou sera vendue aux termes de contrats de 20 ans à TRG avec l'IESO.
Septembre 2013	Nous avons fait l'acquisition de deux autres installations d'énergie solaire pour la somme de 99 M\$.
Décembre 2013	Nous avons fait l'acquisition d'une autre installation d'énergie solaire pour la somme de 62 M\$.
Septembre 2014	Nous avons fait l'acquisition de trois autres installations d'énergie solaire pour la somme de 181 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 est de 457 M\$.

Installations énergétiques aux États-Unis

Ravenswood

Septembre 2014	Le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue.
Mai 2015	La centrale de Ravenswood a été remise en service après la panne imprévue de septembre 2014 causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. Les indemnités d'assurance pour cet événement devraient être reçues en 2016. Grâce aux indemnités d'assurance attendues, déduction faite des franchises, la panne imprévue du réacteur 30 ne devrait pas avoir d'incidence notable sur notre résultat même si le résultat enregistré ne correspondra pas aux pertes de produits des activités ordinaires en raison du moment de réception du produit de l'assurance.

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, en contrepartie de 657 M\$ US avant les ajustements postérieurs à la clôture, auprès de Talen Energy Corporation. La centrale Ironwood fournit de l'énergie au marché de l'électricité de PJM et constituera pour nous une plateforme robuste à partir de laquelle nous pourrions continuer à augmenter notre clientèle de gros, commerciale et industrielle dans la région.
--------------	---

Date	Description du fait nouveau
Installations énergétiques de l'État de New York	
Janvier 2014	<p>Les prix de capacité sur le marché de New York sont établis au moyen d'une série de ventes aux enchères à terme, un prix administré fondé sur la courbe de la demande étant utilisé pour fixer le prix au comptant mensuel. La courbe de la demande, entre autres facteurs, s'appuie sur des hypothèses quant au coût prévu de la technologie de production de pointe la plus susceptible de s'appliquer aux nouveaux arrivants sur le marché. En janvier 2014, la FERC a accepté un nouveau taux pour la courbe de la demande que le New York Independent System Operator avait déposé dans le cadre de son processus triennal de réalignement de la courbe de la demande. Ce dépôt a modifié la technologie de production retenue dans le cadre du réalignement de la courbe de la demande par rapport à celle qui avait été utilisée lors du dernier processus de réalignement de la courbe de la demande pour la zone J de New York, où Ravenswood est exploitée. Les prix au comptant moyens pour les ventes de capacité dans la zone J de New York étaient supérieurs d'environ 27 % en 2014 par rapport à 2013. L'augmentation des prix au comptant et l'incidence des activités de couverture ont mené à des prix de capacité réalisés supérieurs à New York en 2014. Les prix au comptant moyens pour les ventes de capacité dans la zone J de New York étaient inférieurs d'environ 18 % en 2015 par rapport à 2014. Cette diminution et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une dépréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York en 2015. Le repli des prix de capacité sur les marchés au comptant découle principalement de l'augmentation de l'approvisionnement opérationnel disponible sur le marché de la zone J de New York. En 2014, nous avons communiqué l'annonce par la FERC d'une décision concernant les ventes aux enchères de capacité futures au New England Power Pool (NEPOOL), qui, à notre avis, pourrait éventuellement améliorer les conditions relatives aux prix de capacité en 2018 et par la suite. Depuis l'annonce, les prix de capacité se sont améliorés en 2018 et par la suite pour nos actifs qui font partie du NEPOOL.</p>
Stockage du gaz naturel	
Avril 2014	<p>Nous avons vendu à l'État de l'Alaska notre participation dans le projet de GNL de l'Alaska. Le produit de la vente a permis de récupérer entièrement les coûts que nous avons engagés dans ce projet depuis le 1^{er} janvier 2014, y compris les frais financiers. Avec cette vente, nous avons ainsi mis un terme à notre participation dans l'aménagement d'un réseau de gazoducs permettant de commercialiser le gaz naturel provenant du versant nord de l'Alaska.</p>

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, 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. À la fin de l'exercice et pour l'exercice alors clos, les gazoducs représentaient environ 48 % des produits des activités ordinaires et 48 % de nos actifs totaux; les pipelines de liquides représentaient environ 17 % des produits des activités ordinaires et 25 % de nos actifs totaux; et l'énergie représentait environ 36 % des produits des activités ordinaires et 24 % de nos actifs totaux. Le tableau suivant présente nos produits des activités ordinaires provenant des activités par secteur et par région géographique pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014.

Produits des activités ordinaires provenant des activités (en millions de dollars)	2015	2014
Gazoducs		
Canada – Marché intérieur	2 848 \$	2 672 \$
Canada – Marché de l'exportation ¹	829 \$	881 \$
États-Unis	1 447 \$	1 163 \$
Mexique	259 \$	197 \$
	5 383 \$	4 913 \$
Pipelines de liquides		
Canada – Marché intérieur	—	—
Canada – Marché de l'exportation ¹	458 \$	432 \$
États-Unis	1 421 \$	1 115 \$
	1 879 \$	1 547 \$
Énergie²		
Canada – Marché intérieur	1 029 \$	1 284 \$
Canada – Marché de l'exportation ¹	5 \$	1 \$
États-Unis	3 004 \$	2 440 \$
	4 038 \$	3 725 \$
Total des produits des activités ordinaires³	11 300 \$	10 185 \$

¹ Les exportations comprennent les produits des activités ordinaires attribuables aux pipelines canadiens et aux livraisons d'électricité sur les marchés américains.

² Les produits des activités ordinaires comprennent les ventes de gaz naturel.

³ Les produits des activités ordinaires sont attribués aux différents pays en fonction du pays d'origine du produit ou du service.

Le texte qui suit est une description des trois principaux secteurs d'activité de TransCanada.

ACTIVITÉS RELATIVES AUX GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs transporte du gaz naturel à des sociétés de distribution locales, à des installations de production d'électricité et à d'autres entreprises un peu partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Des renseignements sur la position concurrentielle de TransCanada quant aux activités relatives aux gazoducs figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Gazoducs — Les rouages du secteur des gazoducs*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Nous sommes les exploitants de tous les gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

	longueur	description	participation effective
Gazoducs au Canada			
Réseau de NGTL	24 544 km (15 251 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, ainsi qu'au réseau Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
Réseau principal au Canada	14 114 km (8 770 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés de l'Est du Canada et qui s'interconnecte avec des installations aux États-Unis.	100 %

	longueur	description	participation effective
Foothills	1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du Pacific northwest, de la Californie et du Nevada.	100 %
Trans Québec & Maritimes (TQM)	572 km (355 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au réseau de Portland, qui dessert le Nord-Est des États-Unis.	50 %
Gazoducs aux États-Unis			
Pipeline d'ANR	15 109 km (9 388 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel des bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest et au sud, jusqu'au golfe du Mexique.	100 %
Stockage d'ANR	250 Gpi ³	Installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.	
Bison	488 km (303 milles)	Gazoduc qui achemine le gaz naturel du Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 28 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
GTN	2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel en provenance du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous détenons une participation effective de 28 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui se raccorde au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'Est du Canada et le Haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 66,6 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28 % dans TC PipeLines, LP.	66,6 %
Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis.	44,5 %
North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, avant de se raccorder à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 28 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
Northern Border	2 264 km (1 407 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC et des Rocheuses à destination des marchés du Midwest américain et se raccorde à Foothills et à Bison. Nous détenons une participation effective de 14 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	14 %
PNGTS	475 km (295 milles)	Gazoduc qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 25,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 11,8 % et de notre participation de 28 % dans TC PipeLines, LP. Avant le 1 ^{er} janvier 2016, notre participation directe était de 61,7 %.	25,8 %
Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le Nord-Est de la Californie et le Nord-Ouest du Nevada. Nous détenons une participation effective de 28 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28 %
TC Offshore ¹	958 km (595 milles)	Réseau qui recueille et transporte du gaz naturel dans le golfe du Mexique à l'aide de pipelines sous-marins et de sept plateformes extracôtières pour se raccorder en Louisiane à notre réseau de pipeline d'ANR.	100 %
Gazoducs au Mexique			
Guadalajara	315 km (196 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %

	longueur	description	participation effective
Tamazunchale	365 km (227 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Queretaro.	100 %
En construction			
Gazoduc de Mazatlan	413 km* (257 milles)	Gazoduc qui assurera la livraison de gaz naturel d'El Oro à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa au Mexique et qui sera raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
Gazoduc de Topolobampo	530 km* (329 milles)	Gazoduc qui acheminera le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs de tiers situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, au Mexique, jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
Gazoduc de Tuxpan-Tula	250 km* (155 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel depuis Tuxpan, dans l'État de Veracruz, jusque dans les États de Puebla et de Hidalgo, à des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans chacun de ces territoires ainsi qu'au centre et dans les régions à l'ouest du Mexique.	100 %
Installations du réseau de NGTL pour 2016-2017	540 km* (336 milles)	Programme d'expansion composé de 21 projets intégrés de conduites et de postes de compression et de comptage pour répondre aux demandes de service garanti supplémentaires reçues en 2014 sur le réseau de NGTL. Les travaux devraient s'achever entre 2016 et 2018.	100 %
En cours de développement			
Coastal GasLink	670 km* (416 milles)	Gazoduc visant le transport de gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en C.-B., vers les installations de GNL proposées, près de Kitimat, en C.-B. de LNG Canada.	100 %
Transport de gaz de Prince Rupert	900 km* (559 milles)	Gazoduc devant relier la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement prévu au réseau de NGTL près de Fort St. John, en C.-B., jusqu'à l'installation de GNL proposée de Pacific Northwest, non loin de Prince Rupert, en C.-B.	100 %
Réseau principal North Montney	301 km* (187 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de gaz naturel de North Montney et qui se raccorde à la canalisation principale Groundbirch existante de NGTL et au projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert.	100 %
Canalisation principale Merrick	260 km* (161 milles)	Réseau qui livrera du gaz naturel depuis la canalisation principale Groundbirch existante de NGTL près de Dawson Creek, en C.-B., jusqu'à son point d'arrivée près de la collectivité de Summit Lake, en C.-B.	100 %
Projet de réseau principal de l'Est	279 km* (173 milles)	Installations pipelinaires et postes de compression devraient être ajoutés dans le triangle de l'Est du réseau principal au Canada pour répondre aux besoins des expéditeurs actuels ainsi qu'aux nouvelles exigences de service garanti à la suite de la conversion de composantes du réseau principal pour faciliter le projet Énergie Est.	100 %
Installations du réseau de NGTL pour 2018	88 km* (55 milles)	Programme d'agrandissement composé de multiples projets de pipelines de 20 à 48 pouces de diamètre, d'un nouveau poste de compression et de multiples postes de comptage pour répondre aux nouvelles demandes de service garanti supplémentaires reçues en 2015 sur le réseau de NGTL et devant être terminé en 2018.	100 %

* La longueur de la canalisation peut faire l'objet de modifications lors de la construction et/ou de l'établissement du tracé définitif.

¹ Au 31 décembre 2015, TC Offshore était classée dans les actifs destinés à la vente. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique *Gazoducs — Faits marquants* du rapport de gestion.

De plus amples renseignements sur nos pipelines, les faits nouveaux et possibilités et les faits nouveaux importants en matière de réglementation des gazoducs figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Gazoducs — Résultats*, *Gazoducs — Les rouages du secteur des gazoducs* et *Gazoducs — Faits marquants*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

ACTIVITÉS RELATIVES AUX PIPELINES DE LIQUIDES

Notre infrastructure existante relative aux pipelines de liquides relie les sources d'approvisionnement en pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis 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.

Nous sommes les exploitants de tous les oléoducs et biens suivants.

	longueur	description	participation
Pipelines de liquides			
Réseau de pipelines Keystone	4 247 km (2 639 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, et Cushing, en Oklahoma, puis à Port Arthur, au Texas.	100 %
Pipeline et terminal Cushing Marketlink		Terminal et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché de raffinage de Port Arthur, au Texas, au moyen d'installations comprises dans le réseau de pipelines Keystone.	100 %
En construction			
Houston Lateral et terminal de Houston	77 km (48 milles)	Prolongement du réseau de pipelines Keystone vers le marché de raffinage de Houston au Texas.	100 %
Pipeline Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut et de diluant depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
Pipeline Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
En cours de développement			
Bakken Marketlink		Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL.	100 %
Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal de pétrole brut situé à Hardisty, en Alberta, pour permettre aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler des lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau de pipelines Keystone.	100 %
Keystone XL	1 897 km (1 179 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, pour accroître la capacité du réseau de pipelines Keystone.	100 %
Pipeline Heartland et terminaux TC	200 km (125 milles)	Terminaux et installations pipelinières destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
Oléoduc Énergie Est	4 600 km (2 850 milles)	Transport de pétrole brut venant de l'Ouest canadien vers des raffineries situées dans l'Est du Canada et vers des marchés extérieurs.	100 %
Pipeline Upland	460 km (285 milles)	Transport de pétrole brut à partir de multiples points au Dakota du Nord, et entre ceux-ci, et interconnexion avec l'oléoduc Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan.	100 %

De plus amples renseignements sur nos pipelines, les faits nouveaux et possibilités ainsi que les faits nouveaux importants en matière de réglementation des pipelines de liquides figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Pipelines de liquides — Résultats*, *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.

RÉGLEMENTATION DES ACTIVITÉS RELATIVES AUX GAZODUCS ET AUX 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 des activités ordinaires 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 — Faits nouveaux concernant les gazoducs — Règlement relatif au réseau principal et demandes relatives aux droits et aux tarifs et règlement avec les sociétés de distribution locales*. Par ailleurs, le réseau de NGTL est récemment parvenu à un règlement sur les besoins en produits des activités ordinaires de deux ans qui demeure assujéti à l'approbation de 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 Coastal 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, les installations et l'exploitation matérielle 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 sont développés principalement aux termes du 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 proposé et développé sous le régime réglementaire administré par l'ONÉ.

États-Unis

Gazoducs

Les pipelines dont TransCanada 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 assujéti aux pouvoirs de la FERC. En vertu de la *Natural Gas Act of 1938*, la FERC régit la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes. La FERC a également le pouvoir de fixer les tarifs du transport du gaz naturel et de réglementer le commerce du gaz naturel entre les États. Les installations de stockage du gaz naturel du réseau d'ANR au Michigan sont également réglementées par la FERC.

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 Cushing Marketlink. Le choix de l'emplacement et la construction des installations pipelinières sont régis par les commissions des États que ces installations traversent. 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.

ACTIVITÉS RELATIVES À L'ÉNERGIE

Nos activités relatives à l'énergie comprennent un portefeuille d'actifs de production d'électricité au Canada et aux États-Unis et des actifs de stockage du gaz naturel non réglementés en Alberta.

Nous possédons, contrôlons ou développons des installations de production d'électricité alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, au charbon et à l'énergie hydraulique, éolienne et solaire. Au Canada, nos installations énergétiques se situent principalement en Alberta, en Ontario et au Québec. Nos installations énergétiques aux États-Unis se situent dans les États de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de l'Arizona. Ces actifs sont soutenus essentiellement par des contrats à long terme et certains représentent une capacité de production de base à faible coût, tandis que d'autres sont essentiels pour approvisionner la région où ils sont situés.

Nous exerçons également des activités de commercialisation et de commerce de gros et de détail d'électricité partout en Amérique du Nord à partir de nos bureaux en Alberta, en Ontario et au Massachusetts afin de gérer activement notre exposition aux risques liés aux marchandises et d'accroître les rendements.

Nous possédons ou contrôlons des installations de stockage de gaz naturel non réglementées en Alberta et des installations de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan (qui font partie du segment des gazoducs).

Nous sommes les exploitants de tous nos actifs énergétiques, à l'exception des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, du parc éolien Cartier, de Bruce et de Portlands Energy.

capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation	
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 8 571 MW (y compris les installations en construction)					
Installations énergétiques de l'Ouest Offre d'électricité de 2 609 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis					
Bear Creek	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Grande Prairie (Alberta)	100 %
Carseland	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
Coolidge	575	gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple	Coolidge (Arizona)	100 %
Mackay River	165	gaz naturel	Centrale de cogénération	Fort McMurray (Alberta)	100 %
Redwater	40	gaz naturel	Centrale de cogénération	Redwater (Alberta)	100 %
CAE de Sheerness	756	charbon	Production contractée en vertu d'un CAE	Hanna (Alberta)	100 %
CAE de Sundance A	560	charbon	Production contractée en vertu d'un CAE	Wabamun (Alberta)	100 %
CAE de Sundance B (Propriétaire : ASTC Power Partnership ¹)	353 ²	charbon	Production contractée en vertu d'un CAE	Wabamun (Alberta)	50 %

capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation	
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 939 MW (y compris les installations en construction)					
Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
Parc éolien Cartier	365 ²	énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint John (Nouveau-Brunswick)	100 %
Halton Hills	683	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
Portlands Energy	275 ²	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %
Énergie solaire en Ontario	76	énergie solaire	Huit installations d'énergie solaire	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %
Bruce Power Capacité de production de 3 023 MW					
Bruce Power	3 023 ²	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,5 %
Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 4 533 MW					
Projet éolien de Kibby	132	énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
Ocean State Power	560	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Burrillville (Rhode Island)	100 %
Ravenswood	2 480	gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples (turbines à vapeur polycombustibles, turbines à cycle combiné et turbines à combustion)	Queens (New York)	100 %
TC Hydro	583	centrales hydroélectriques	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes	Sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield (New Hampshire, Vermont et Massachusetts)	100 %
Ironwood ³	778	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Lebanon (Pennsylvanie)	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de gaz naturel non réglementé de 118 Gpi ³					
CrossAlta	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Crossfield (Alberta)	100 %
Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Edson (Alberta)	100 %
En construction					
Napanee	900	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Greater Napanee (Ontario)	100 %

¹ Nous détenons une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a conclu un CAE à l'égard de la production de la centrale de Sundance B.

² Notre quote-part de la capacité de production.

³ Acquisition réalisée le 1^{er} février 2016.

Nous détenons des droits sur un approvisionnement en électricité en Alberta et en Arizona ou en sommes propriétaires, par l'entremise de trois CAE à long terme, de quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et de Coolidge, centrale de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en Arizona.

Électricité achetée en vertu de contrats à long terme :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
CAE de Sheerness	Achat d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans	ATCO Power et TransAlta Utilities Corporation	2020
CAE de Sundance A	Achat d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans	TransAlta Utilities Corporation	2017
CAE de Sundance B	Achat d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans (nous sommes propriétaires de 50 % par le truchement d'ASTC Power Partnership)	TransAlta Utilities Corporation	2020

Électricité vendue en vertu de contrats à long terme :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Coolidge	Vente d'électricité aux termes d'un CAE de 20 ans	Salt River Project Agricultural Improvements & Power District	2031

Nous possédons ou développons une capacité de production d'électricité dans l'Est du Canada. Toute l'électricité produite par ces actifs est vendue aux termes de contrats à long terme.

Actifs actuellement en exploitation en vertu de contrats à long terme :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Bécancour ^{1,2}	CAE et contrat d'achat ferme de 20 ans Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2036
Parc éolien Cartier	CAE de 20 ans	Hydro-Québec	2026-2032
Grandview	Contrat d'achat ferme de 20 ans visant la totalité de la chaleur et de l'électricité produites	Irving Oil	2024
Halton Hills	Contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans	IESO	2030
Portlands Energy	Contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans	IESO	2029
Énergie solaire en Ontario ³	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	IESO	2032-2034

¹ La production d'électricité est interrompue depuis 2008. Nous continuons de recevoir des paiements de capacité pendant la suspension de la production.

² En août 2015, nous avons signé un contrat avec Hydro-Québec visant à modifier le contrat d'approvisionnement en électricité de la centrale de Bécancour. Cette modification permet à Hydro-Québec de distribuer une capacité hivernale de pointe garantie pouvant atteindre 570 MW depuis la centrale de Bécancour sur une période de 20 ans à compter de décembre 2016. Les paiements annuels au titre de la tarification que nous recevrons pour ce nouveau service s'ajouteront aux paiements de capacité existants que nous recevons aux termes du contrat et expireront en 2036. Les paiements de capacité existants prendront fin quant à eux en 2026.

³ Nous avons acquis quatre installations en 2013 et quatre autres installations en 2014.

Actifs en construction :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Napanee ¹	Contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans	IESO	20 ans à compter de la date de mise en service

¹ La date de mise en service prévue devrait survenir entre la fin de 2017 et le début de 2018

De plus amples renseignements sur nos avoirs dans le secteur de l'énergie et les faits nouveaux et possibilités importants se rapportant à ce secteur figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Énergie — Résultats*, *Énergie — Les rouages du secteur de l'énergie* et *Énergie — Faits marquants*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Généralités

EMPLOYÉS

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TransCanada, TCPL, comptait 5 512 employés actifs à temps plein, 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)	2 800
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	474
Est du Canada	302
Houston (comprend les employés canadiens travaillant aux États-Unis)	491
Midwest des États-Unis	439
Nord-est des États-Unis	424
Sud-est des États-Unis/côte américaine du golfe du Mexique (à l'exclusion de Houston)	326
Côte ouest des États-Unis	74
Mexique et Amérique du Sud	182
Total	5 512

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'efficience de nos activités actuelles. Pour de plus amples renseignements sur la restructuration et la transformation de notre entreprise, se reporter au rapport de gestion sous la rubrique *Siège social — Faits marquants*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

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

Le comité santé, sécurité et environnement 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 de la SSE intégré 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 sectorielles externes et à des programmes volontaires et respecte les exigences législatives applicables et d'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 oeuvre** : élaboration et mise en oeuvre 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 ou au moins trois fois l'an le rendement en ce qui concerne la SSE, y compris la gestion du risque. Il reçoit des rapports détaillés sur les questions qui suivent :

- la gouvernance et le rendement généraux en matière de SSE;
- les critères de rendement opérationnel et d'entretien préventif;
- les programmes d'intégrité des actifs;
- la sécurité et 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 issus 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.

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 oeuvre 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 priorités de TransCanada, fait partie de la culture d'entreprise pour 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 à tous les ans. Le code se fonde sur les quatre valeurs fondamentales de la Société, à savoir l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et l'innovation, lesquelles guident les interactions entre les employés et les entrepreneurs de la Société et servent de normes aux relations que nous entretenons avec les parties intéressées.

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. Le cadre qui régit nos relations avec les 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.

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 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 — 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 sont indiqués dans le tableau suivant.

	2015	2014	2013
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	2,08 \$	1,92 \$	1,84 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 1	0,82 \$	1,15 \$	1,15 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 2 ¹	0,63 \$	—	—
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 3	0,77 \$	1,00 \$	1,00 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 4 ²	0,23 \$	—	—
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 5	1,10 \$	1,10 \$	1,10 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 7 ³	1,00 \$	1,00 \$	0,91 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 9 ⁴	1,06 \$	1,09 \$	—
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 11 ⁵	0,70 \$	—	—

¹ Émises le 31 décembre 2014 après la conversion des actions privilégiées de série 1 au gré des porteurs.

² Émises le 30 juin 2015 après la conversion des actions privilégiées de série 3 au gré des porteurs.

³ Émises le 4 mars 2013.

⁴ Émises le 20 janvier 2014.

⁵ Émises le 2 mars 2015.

Nous avons augmenté de 9 % le dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de sorte qu'il s'établisse à 0,565 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2016.

Description de la structure du capital

CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 702 614 096 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, dont les suivantes étaient émises et en circulation à la fin de l'exercice ou à la date indiquée par ailleurs ci-dessous.

Actions privilégiées de premier rang	Émises et en circulation	Convertibles en
Actions privilégiées de série 1	9 498 423	Actions privilégiées de série 2
Actions privilégiées de série 2 ¹	12 501 577	Actions privilégiées de série 1
Actions privilégiées de série 3	8 533 405	Actions privilégiées de série 4
Actions privilégiées de série 4 ²	5 466 595	Actions privilégiées de série 3
Actions privilégiées de série 5 ³	12 714 261	Actions privilégiées de série 6
Actions privilégiées de série 6	1 285 739	Actions privilégiées de série 5
Actions privilégiées de série 7	24 000 000	Actions privilégiées de série 8
Actions privilégiées de série 9 ⁴	18 000 000	Actions privilégiées de série 10
Actions privilégiées de série 11 ⁵	10 000 000	Actions privilégiées de série 12

¹ Émises à la conversion d'actions privilégiées de série 1 le 31 décembre 2014.

² Émises à la conversion des actions privilégiées de série 3 le 30 juin 2015.

³ Émises à la conversion des actions privilégiées de série 5 le 1^{er} février 2016.

⁴ Émises le 20 janvier 2014.

⁵ Émises le 2 mars 2015.

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 équivaut à deux fois le prix d'exercice.

TransCanada a un régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (**RRD**) qui permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires ou d'actions privilégiées de TransCanada de choisir de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements optionnels en espèces pour acheter des actions ordinaires de TransCanada sur le marché libre à 100 % du cours moyen pondéré. 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 et 11 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 une majoration telle qu'indiquée dans le tableau ci-dessous, et ils ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 2, 4, 6, 8, 10 et 12 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 et 11 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 et 12 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 et 11, 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 et 12 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 et 12 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
Actions privilégiées de série 1	—	31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 2	31 décembre 2014	31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 3	—	30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 4	30 juin 2015	30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 5	—	30 janvier 2016 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 6	30 janvier 2016	30 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 7	—	30 avril 2019 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 8	30 avril 2019	30 avril 2024 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 9	—	30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 10	30 octobre 2019	30 octobre 2024 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 11	—	30 novembre 2020 et tous les cinq ans par la suite
Actions privilégiées de série 12	30 novembre 2020	30 novembre 2025 et tous les cinq ans par la suite

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 Standard & Poor's (**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 stables. 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, notre 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 et de TransCanada Trust 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 garantis			
Débentures	A (bas)	A3	A-
Billets à moyen terme	A (bas)	A3	A-
Billets subordonnés de rang inférieur	BBB	Baa1	BBB
Billets subordonnés de TransCanada Trust	Non notés	Baa2	BBB
Actions privilégiées	Pfd-2 (bas)	Baa2	P-2
Papier commercial	R-1 (bas)	P-2	A-2
Tendance/Perspective en matière de notation	Stable	Stable	Stable

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 et TCPL ont toutes deux 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. À l'exception des honoraires de surveillance annuels pour la Société et TCPL et leurs titres notés, aucun paiement supplémentaire n'a été fait à DBRS, à Moody's et à S&P à l'égard d'autres services qui nous ont été fournis au cours des deux dernières années.

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 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 garantis 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 garantis 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 considérées comme faisant partie de la catégorie médiane supérieure et sont assujetties à un faible risque de crédit. La note P-2 attribuée au programme de papier commercial américain de 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 et aux billets de fiducie de TransCanada arrivent au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme; les titres de créance 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 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 garantis 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. Le programme de papier commercial américain de TCPL s'est 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 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 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 ». Nos actions privilégiées de séries 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9 et 11 sont inscrites à la cote de la TSX depuis le 30 septembre 2009, le 31 décembre 2014, le 11 mars 2010, le 30 juin 2015, le 29 juin 2010, le 1^{er} février 2016, le 4 mars 2013, le 20 janvier 2014 et le 2 mars 2015 sous les symboles TRP.PR.A, TRP.PR.F, TRP.PR.B, TRP.PR.H, TRP.PR.C, TRP.PR.I, TRP.PR.D, TRP.PR.E et TRP.PR.G, respectivement.

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, 7, 9 et 11, 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 2015	48,44 \$	40,58 \$	45,19 \$	57 859 047	35,17 \$	29,89 \$	32,59 \$	34 563 571
Novembre 2015	45,54 \$	40,68 \$	42,14 \$	32 389 719	34,59 \$	30,48 \$	31,59 \$	21 251 858
Octobre 2015	46,43 \$	41,67 \$	44,00 \$	34 162 593	35,57 \$	31,43 \$	33,59 \$	22 296 637
Septembre 2015	45,84 \$	41,10 \$	42,20 \$	34 144 320	34,61 \$	30,60 \$	31,58 \$	22 375 140
Août 2015	51,13 \$	41,95 \$	45,90 \$	27 618 517	38,92 \$	31,63 \$	34,62 \$	22 366 364
Juillet 2015	52,16 \$	48,46 \$	50,83 \$	22 653 037	40,78 \$	37,22 \$	38,91 \$	21 681 363
Juin 2015	54,35 \$	50,15 \$	50,76 \$	37 765 436	43,78 \$	40,33 \$	40,62 \$	23 904 092
Mai 2015	56,64 \$	52,98 \$	53,90 \$	19 687 840	46,87 \$	42,96 \$	43,37 \$	14 462 998
Avril 2015	58,12 \$	53,57 \$	56,00 \$	22 163 117	48,10 \$	42,37 \$	46,52 \$	19 510 057
Mars 2015	56,51 \$	53,06 \$	54,16 \$	27 402 084	45,13 \$	41,51 \$	42,72 \$	20 254 343
Février 2015	59,50 \$	53,69 \$	54,79 \$	25 994 936	48,08 \$	42,89 \$	43,83 \$	23 970 762
Janvier 2015	58,17 \$	50,51 \$	56,54 \$	30 794 015	49,64 \$	42,11 \$	44,48 \$	24 963 807

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Mois	Actions privilégiées							
	Série 1	Série 2	Série 3	Série 4	Série 5	Série 7	Série 9	Série 11
Décembre 2015								
Haut	17,29 \$	14,00 \$	12,59 \$	11,01 \$	12,75 \$	19,23 \$	20,10 \$	20,93 \$
Bas	14,02 \$	12,50 \$	10,51 \$	9,65 \$	11,10 \$	16,76 \$	17,60 \$	18,10 \$
Clôture	16,64 \$	13,65 \$	12,49 \$	10,50 \$	12,75 \$	19,17 \$	19,76 \$	20,91 \$
Volume des opérations	412 602	367 180	304 024	167 474	493 574	1 080 469	554 566	368 458
Novembre 2015								
Haut	17,59 \$	15,50 \$	13,98 \$	12,20 \$	14,99 \$	20,84 \$	21,68 \$	22,48 \$
Bas	15,42	13,68	11,64 \$	10,30 \$	12,53 \$	18,04 \$	18,80 \$	20,00 \$
Clôture	15,76 \$	13,90 \$	11,96 \$	10,82 \$	12,69 \$	18,58 \$	19,35 \$	20,38 \$
Volume des opérations	400 301	301 818	91 906	116 264	371 781	603 568	467 963	230 890
Octobre 2015								
Haut	16,19 \$	14,90 \$	13,19 \$	11,70 \$	13,99 \$	19,40 \$	19,80 \$	22,35 \$
Bas	14,00 \$	12,30 \$	10,95 \$	10,09 \$	11,30 \$	15,69 \$	16,21 \$	17,58 \$
Clôture	15,60 \$	14,45 \$	13,19 \$	11,44 \$	13,35 \$	19,00 \$	19,50 \$	21,90 \$
Volume des opérations	336 444	212 163	291 286	145 129	309 549	983 326	536 722	256 228
Septembre 2015								
Haut	17,77 \$	15,25 \$	12,99 \$	11,88 \$	13,68 \$	20,19 \$	20,46 \$	22,82 \$
Bas	14,52 \$	12,52 \$	11,62 \$	10,75 \$	11,90 \$	16,52 \$	17,07 \$	19,04 \$
Clôture	14,98 \$	12,96 \$	11,84 \$	10,77 \$	12,20 \$	17,20 \$	17,95 \$	19,48 \$
Volume des opérations	155 532	197 910	122 321	198 808	250 710	350 929	516 358	127 079
Août 2015								
Haut	18,60 \$	17,16 \$	14,56 \$	15,44 \$	14,82 \$	21,10 \$	21,20 \$	23,95 \$
Bas	13,76 \$	12,01 \$	10,76 \$	10,06 \$	10,86 \$	18,42 \$	18,82 \$	18,47 \$
Clôture	16,58 \$	14,35 \$	12,12 \$	11,00 \$	13,09 \$	18,85 \$	19,56 \$	21,80 \$
Volume des opérations	110 168	117 588	140 297	71 030	175 873	344 727	247 723	127 788
Juillet 2015								
Haut	20,57 \$	18,85 \$	15,34 \$	15,74 \$	16,40 \$	22,25 \$	22,99 \$	25,10 \$
Bas	18,52 \$	16,98 \$	14,50 \$	14,20 \$	14,75 \$	20,24 \$	21,04 \$	23,36 \$
Clôture	18,62 \$	17,08 \$	14,65 \$	15,42 \$	14,83 \$	20,24 \$	21,04 \$	23,67 \$
Volume des opérations	204 317	125 457	650 505	156 284	642 077	593 175	147 663	312 258
Juin 2015								
Haut	20,71 \$	19,25 \$	15,26 \$	—	17,23 \$	23,01 \$	23,89 \$	25,24 \$
Bas	19,27 \$	18,55 \$	14,50 \$	—	15,90 \$	21,79 \$	22,29 \$	24,52 \$
Clôture	20,41 \$	18,66 \$	14,90 \$	—	16,35 \$	22,20 \$	22,69 \$	25,00 \$
Volume des opérations	227 669	158 772	287 200	—	237 532	352 000	246 365	259 105
Mai 2015								
Haut	21,49 \$	19,52 \$	16,76 \$	—	18,74 \$	24,47 \$	24,87 \$	25,77 \$
Bas	20,09 \$	18,62 \$	15,15 \$	—	16,74 \$	22,83 \$	23,71 \$	24,75 \$
Clôture	20,10 \$	19,25 \$	15,25 \$	—	16,96 \$	22,95 \$	23,95 \$	24,90 \$
Volume des opérations	400 393	261 019	440 791	—	492 933	295 895	234 005	421 987
Avril 2015								
Haut	20,85 \$	19,70 \$	15,35 \$	—	17,68 \$	23,82 \$	24,39 \$	25,08 \$
Bas	18,60 \$	18,00 \$	13,47 \$	—	15,35 \$	21,88 \$	22,22 \$	24,60 \$
Clôture	20,63 \$	19,00 \$	15,35 \$	—	17,45 \$	23,70 \$	24,34 \$	25,06 \$
Volume des opérations	202 551	286 756	751 232	—	593 653	409 397	312 264	820 359
Mars 2015								
Haut	21,02 \$	20,00 \$	15,50 \$	—	18,12 \$	24,45 \$	25,03 \$	25,10 \$
Bas	19,51 \$	18,50 \$	14,06 \$	—	16,15 \$	23,45 \$	24,00 \$	24,65 \$
Clôture	20,71 \$	19,54 \$	15,03 \$	—	16,22 \$	23,75 \$	24,32 \$	24,98 \$
Volume des opérations	252 192	125 953	593 528	—	471 348	473 362	564 382	2 612 855
Février 2015								
Haut	20,83 \$	19,20 \$	15,62 \$	—	17,55 \$	24,45 \$	24,99 \$	—
Bas	19,43 \$	17,81 \$	14,05 \$	—	16,25 \$	23,40 \$	23,43 \$	—
Clôture	20,06 \$	18,60 \$	14,17 \$	—	16,98 \$	23,88 \$	24,50 \$	—
Volume des opérations	131 566	199 742	285 782	—	292 579	246 679	131 828	—
Janvier 2015								
Haut	21,19 \$	22,53 \$	18,66 \$	—	21,57 \$	25,30 \$	25,65 \$	—
Bas	20,00 \$	18,65 \$	14,63 \$	—	16,75 \$	23,23 \$	23,30 \$	—
Clôture	20,66 \$	19,19 \$	15,05 \$	—	17,55 \$	23,75 \$	23,76 \$	—
Volume des opérations	560 629	347 926	560 874	—	188 280	280 661	140 342	—

Administrateurs et dirigeants

Au 10 février 2016, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 540 961 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 10 février 2016 (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 de Calgary Airport Authority de janvier 2010 à décembre 2013.	2005
Derek H. Burney ¹ , O.C. Ottawa (Ontario) Canada	Conseiller stratégique principal chez Norton Rose Fulbright (cabinet d'avocats). Président du conseil consultatif de Garda World International (gestion du risque et services de sécurité) depuis avril 2008. Membre du conseil consultatif de Paradigm Capital Inc. (courtier en valeurs) depuis mai 2011. Président du conseil de Canwest Global Communications Corp. (médias et communications) depuis août 2006 (administrateur depuis avril 2005) jusqu'en octobre 2010.	2005
L'Hon. Paule Gauthier, C.P., O.C., O.Q., c.r. Québec (Québec) Canada	Associée principale chez Stein Monast S.E.N.C.R.L. (cabinet d'avocats). Administratrice de Metro Inc. (alimentation au détail) depuis janvier 2001. Administratrice de la Banque Royale du Canada (banque à charte) d'octobre 1991 à mars 2014 et présidente du conseil de RBC Dexia Investors Trust jusqu'en octobre 2011.	2002
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 d'Agrium Inc. (agriculture) depuis mai 2006.	2010
S. Barry Jackson ³ Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Président du conseil de TransCanada depuis avril 2005. Administrateur de WestJet Airlines Ltd. (transporteur aérien) depuis février 2009 et 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. Président du conseil de Nexen de 2012 à juin 2013.	2002
John E. Lowe Houston (Texas) États-Unis	Président du conseil d'administration d'Apache Corporation (Apache) (pétrole et gaz) depuis 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'Apache de juillet 2013 à mai 2015. 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. Administrateur de Chevron Phillips Chemical Co. LLC. (société mondiale de produits pétrochimiques) d'octobre 2008 à janvier 2011.	2015
Paula Rospot Reynolds Seattle (Washington) États-Unis	Présidente et chef de la direction de PreferWest, LLC (groupe consultatif sur les affaires) depuis octobre 2009. Administratrice de BP p.l.c. (pétrole et gaz) depuis mai 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. Vice-président du conseil de Devon Energy Corporation (Devon) (pétrole et gaz, exploration et production, infrastructures énergétiques) depuis décembre 2014 et administrateur depuis juin 2007. Président du conseil d'EnLink Midstream, LLC et d'EnLink Midstream Partner, LP (infrastructures énergétiques) depuis mars 2014. Administrateur de BOK Financial Corp. (services financiers) depuis janvier 2013. Président du conseil de l'American Exploration and Production Council depuis mai 2012. Ancien vice-président du conseil des gouverneurs de la Association of Petroleum Producers.	2013

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Mary Pat Salomone ⁴ Naples (Floride) États-Unis	Administratrice de sociétés. Administratrice d'Intertape Polymer Group (fabrication) depuis novembre 2015. Vice-présidente principale et chef de l'exploitation de The Babcock & Wilcox Company (B&W) (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
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 et président du comité d'audit et de gouvernance 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. depuis mai 2014. Administrateur et président du comité d'audit 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. Ancien président adjoint de La Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia) (banque à charte) jusqu'en janvier 2014. Président et chef de la direction de la Banque Scotia de mars 2003 à novembre 2013. 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 Canwest Global Communications Corp. (**Canwest**) 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 (division commerciale) 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 cessé d'être administrateur de Canwest le 27 octobre 2010.

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.

³ 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 la société de se retirer de la LACC et mettant fin à la suspension de l'instance contre Laricina et ses filiales.

⁴ M^{me} Salomone a été administratrice de Crucible Materials Corp. (**Crucible**) de mai 2008 au 1^{er} mai 2009. Le 6 mai 2009, 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.

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 10 février 2016, sont indiqués ci-après.

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

De plus amples renseignements sur le comité d'audit se trouvent dans la présente notice annuelle à la rubrique **Comité d'audit**.

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 depuis septembre 2006 (TCPL).
Wendy L. Hanrahan	Vice-présidente directrice, Services de la société	Avant mai 2011, vice-présidente, Ressources humaines depuis janvier 2005.
Karl R. Johansson	Vice-président directeur et président, Gazoducs	Avant novembre 2012, premier vice-président, Pipelines canadiens et de l'est des États-Unis depuis janvier 2011.
Donald R. Marchand	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et chef des finances	Avant octobre 2015, vice-président directeur et chef des finances depuis juillet 2010.
Paul E. Miller	Vice-président directeur et président, Pipelines de liquides	Avant mars 2014, premier vice-président, Oléoducs.
Alexander J. Pourbaix	Chef de l'exploitation	Avant octobre 2015, vice-président directeur et président, Développement. Avant mars 2014, président, Énergie et oléoducs depuis juillet 2010.
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 depuis juillet 2010.
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Vice-président, Fiscalité (TCC) depuis mai 2003 et vice-président, Fiscalité (TCPL) depuis avril 2002.
Joel E. Hunter	Vice-président, Finances et trésorier	Avant août 2015, vice-président, Finances depuis juillet 2010.
Christine R. Johnston	Vice-présidente, Droit et secrétaire	Avant juin 2014, vice-présidente et secrétaire. Avant mars 2012, vice-présidente, Droit financier depuis janvier 2010.
G. Glenn Menuz	Vice-président et contrôleur	Vice-président et contrôleur depuis juin 2006.

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. Notre 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 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 doivent obtenir le consentement du comité de la gouvernance. Tous les autres employés doivent obtenir le consentement de leur supérieur immédiat.

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, dans chaque cas, s'appliquent 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 10 février 2016 sont Siim A. Vanaselja (président), Kevin E. Benson (président), Derek H. Burney, John E. Lowe, Mary Pat Salomone et D. Michael G. Stewart.

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 jusqu'en 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. jusqu'en 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 la plupart de 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 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 jusqu'en mai 2007 et président du conseil de Canwest Global Communications Corp. jusqu'en 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.

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 Corporation 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.

Mary Pat Salomone

M^{me} Salomone est titulaire d'un baccalauréat en ingénierie en génie civil de la Youngstown State University et d'une maîtrise en administration des affaires du Baldwin Wallace College. Elle a terminé le programme de gestion avancée de la Fuqua School of Business de la Duke University en 2011. M^{me} Salomone a été vice-présidente principale et chef de l'exploitation de B&W jusqu'en juin 2013. Elle a auparavant occupé plusieurs postes de direction chez B&M Nuclear, y compris ceux de directrice de l'expansion des affaires de 2009 à 2010 et de directrice des acquisitions stratégiques de 2008 à 2009. De 2001 à 2007, elle a également été présidente et chef de la direction de Marine Mechanical Corporation, que B&W a acquise en 2007.

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 rémunération) et de Canadian Energy Services and Technology Corp. (président du comité d'audit). 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 oeuvre 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 \$)	2015	2014
Honoraires d'audit	7,8 \$	6,4 \$
<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	0,2 \$	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		
Honoraires pour services fiscaux	0,5 \$	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	8,5 \$	7,1 \$

Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation

Les poursuites judiciaires, les arbitrages et les mesures des autorités de réglementation 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, nos résultats d'exploitation ou notre liquidité consolidés. Nous n'avons connaissance d'aucune poursuite judiciaire ou action éventuelle qui aurait une incidence importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou notre liquidité consolidés.

Le 6 janvier 2016, TransCanada a déposé un avis d'intention afin de présenter une réclamation en vertu du chapitre 11 de l'ALENA en réponse au refus d'octroi du permis présidentiel des États-Unis pour le pipeline Keystone XL. En présentant une réclamation en vertu de l'ALENA, la Société tente de récupérer plus de 15 G\$ US en coûts et en dommages qu'elle estime avoir engagés ou subis par suite du non-respect par l'administration américaine de ses obligations aux termes de l'ALENA. Ce litige 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.

De plus amples renseignements sur les réclamations à l'égard du pipeline Keystone XL figurent dans la présente notice annuelle à la rubrique *Faits nouveaux concernant les pipelines de liquides* et dans le rapport de gestion aux rubriques *Pipelines de liquides — Les rouages du secteur des pipelines de liquides* et *Pipelines de liquides — Faits marquants*.

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

TransCanada n'a pas conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 ni n'a conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires avant l'exercice clos le 31 décembre 2015 qui sont encore en vigueur en date 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'ils sont indépendants à l'égard de TransCanada 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.

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
km	Kilomètre
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base tarifaire	Notre investissement moyen annuel dans les actifs utilisés
base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction
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
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile
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
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline
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)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
IESO	Independent Electricity System Operator
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
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 de réglementation, 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 méthodes et pratiques de comptabilité et 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 politiques 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 ainsi que de toute structure hors bilan sur les états financiers de la Société;
- h) 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;
- i) 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;
- j) 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. Recommandation 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 oeuvre 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 des auditeurs externes et faire rapport au conseil sur l'état et le caractère adéquat des efforts de la Société afin de veiller à ce que ces activités soient exercées, et ses installations exploitées, d'une façon éthique, socialement responsable et dans le respect des lois, conformément aux codes de conduite des affaires et 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 les politiques 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 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 au moins trimestriellement 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.