

TransCanada Corporation

Notice annuelle 2014

Le 12 février 2015



Table des matières

Présentation de l'information	2
Information prospective	2
TransCanada Corporation	3
Structure de l'entreprise	3
Liens intersociétés.....	4
Développement général de l'activité	4
Faits nouveaux concernant les gazoducs.....	5
Faits nouveaux concernant les pipelines de liquides.....	11
Faits nouveaux concernant l'énergie.....	14
Activités de TransCanada	17
Activités relatives aux gazoducs.....	18
Activités relatives aux pipelines de liquides.....	20
Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux pipelines de liquides	21
Activités relatives à l'énergie	22
Généralités	25
Employés.....	25
Santé, sécurité, protection de l'environnement et politiques sociales.....	25
Facteurs de risque	26
Dividendes	26
Description de la structure du capital	27
Capital-actions.....	27
Notes	29
DBRS	30
Moody's.....	30
S&P	31
Marché pour la négociation des titres	31
Actions ordinaires.....	31
Actions privilégiées.....	32
Actions privilégiées de série Y.....	33
Administrateurs et dirigeants	34
Administrateurs	34
Comités du conseil.....	35
Dirigeants.....	36
Conflits d'intérêts.....	36
Gouvernance	37
Comité d'audit	37
Formation et expérience pertinentes des membres	37
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable.....	38
Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes.....	38
Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation	39
Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres	39
Contrats importants	39
Intérêts des experts	39
Renseignements supplémentaires	39
Glossaire	40
Annexe A	41
Annexe B	42

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 2014 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 12 février 2015 (**rapport de gestion**) sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi, tel qu'il est indiqué ci-dessous. On peut trouver le rapport de gestion sur SEDAR (www.sedar.com) sous le profil de TransCanada.

L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (**PCGR**). 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 contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi 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
- 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 de la présente notice annuelle et des autres informations intégrées aux présentes par renvoi.

Notre information prospective est fondée sur les principales hypothèses suivantes 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 de nos contreparties
- les fluctuations des prix des produits de base
- les changements du contexte politique
- les changements aux lois et aux règlements, notamment les lois et règlements environnementaux
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie
- la construction et la réalisation de projets d'immobilisations
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux
- l'accès aux marchés des capitaux
- les taux d'intérêt et de change
- les conditions météorologiques
- la cybersécurité
- les progrès technologiques
- la conjoncture économique en Amérique du Nord ainsi que dans le monde

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

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

TransCanada Corporation

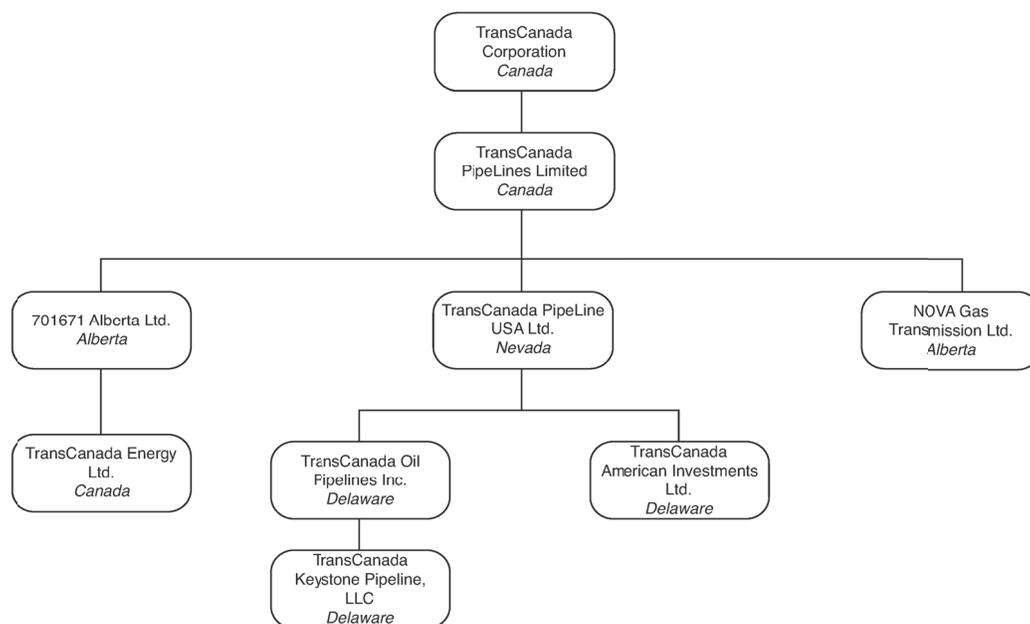
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Notre siège social et notre principal établissement sont situés au 450 – 1st Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1. TransCanada a été constituée aux termes des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions (LCSA)* le 25 février 2003 dans le cadre de l'arrangement qui a établi TransCanada en tant que société mère de TCPL. L'arrangement a été approuvé par les porteurs d'actions ordinaires de TCPL le 25 avril 2003 et, à la suite de l'approbation du tribunal et du dépôt des clauses d'arrangement, l'arrangement a pris effet en date du 15 mai 2003. Aux termes de l'arrangement, les porteurs d'actions ordinaires de TCPL ont échangé chacune de leurs actions ordinaires de TCPL contre une action ordinaire de TransCanada. Les titres d'emprunt et les actions privilégiées de TCPL continuent d'être des obligations et des titres de

TCPL. 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 ou génère des produits des activités ordinaires dépassant 10 % des produits des activités ordinaires consolidés totaux de TransCanada à la fin de l'exercice. 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 2015 sont décrits ci-après.

FAITS NOUVEAUX CONCERNANT LES GAZODUCS

Pipelines réglementés au Canada

Date	Description du fait nouveau
Réseau de NGTL	
Mai 2012	Le projet de Horn River a été achevé, prolongeant le réseau de NGTL dans la zone schisteuse de Horn River en Colombie-Britannique (C.-B.). Le total des volumes sous contrat pour Horn River, y compris le prolongement, devrait atteindre environ 900 millions de pieds cubes par jour (Mpi³/j) d'ici 2020.
Juin 2012	L'Office national de l'énergie (ONÉ) a approuvé le projet de croisement de Leismer à Kettle River, pipeline de 77 km (46 milles) visant à agrandir le réseau de NGTL afin d'accroître la capacité pour répondre à la demande dans le nord-est de l'Alberta.
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.
Mars 2014	L'ONÉ a approuvé des agrandissements de l'installation de NGTL totalisant environ 400 M\$ qui en étaient à divers stades de développement ou de construction.
Avril 2014	L'ONÉ a accepté la demande de révision et de modification à certaines conditions. Nous devançons des composantes de notre programme de gestion de l'intégrité afin de nous conformer à l'ordonnance de l'ONÉ.
Quatrième trimestre de 2014	Notre réseau de NGTL continue 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 C.-B. provenant de zones gazières non classiques; il connaît également une croissance importante sur les marchés de livraison à l'intérieur d'un même bassin. Cette croissance de la demande résulte 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. La demande pour les services du réseau de NGTL devrait donner lieu à une augmentation d'environ 4,0 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j) des services garantis, dont environ 3,1 Gpi³/j de ce volume découlent de services de réception garantis et 0,9 Gpi³/j découlent de services de transport garantis. Nous demanderons des approbations réglementaires en 2015 afin de construire de nouvelles installations pour répondre à ces demandes de service, dont environ 540 km (336 milles) de pipelines, sept compresseurs et 40 postes de comptage qui seront requis en 2016 et en 2017 (les installations de 2016-2017). Le coût en capital total des installations est estimé à environ 2,7 G\$. Compte tenu des nouvelles installations de 2016-2017, du réseau principal de North Montney, de la canalisation principale Merrick et des autres nouvelles installations qui contribueront à l'offre et à la demande, le réseau de NGTL compte environ 6,7 G\$ de projets garantis sur le plan commercial et se trouvant à divers stades de développement.
Réseau principal North Montney	
Août 2013	Nous avons conclu des conventions visant des services de transport garanti d'environ 2 Gpi³/j 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. Le projet de pipeline North Montney comprendra une interconnexion avec notre projet PRGT proposé (défini ci-dessous) en vue de fournir un approvisionnement en gaz naturel à l'installation d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) proposée de Pacific Northwest près de Prince Rupert, en C.-B. Le coût de ce projet est estimé à environ 1,7 G\$, ce qui inclut une somme de 100 M\$ pour les installations en aval. Aux termes d'ententes commerciales, les volumes de réception devraient augmenter entre 2016 et 2019 pour atteindre un volume global d'environ 2 Gpi³/j et les volumes de livraison au projet PRGT devraient s'établir à environ 2,1 Gpi³/j à compter de 2019. Nous avons également pris des arrangements avec d'autres parties relativement à des services de transport qui seront fournis par l'entremise des installations du projet North Montney.
Novembre 2013	Nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ pour construire et exploiter le pipeline North Montney.
Février 2014	L'ONÉ a émis une ordonnance d'audience pour le pipeline North Montney. Le projet proposé consiste en un pipeline d'environ 300 km (186 milles) et devrait être mis en service en deux temps : Aitken Creek, au cours du deuxième trimestre de 2016, et Kahta, au cours du deuxième trimestre de 2017.
Décembre 2014	L'audience relative à la demande devant l'ONÉ visant la construction et l'exploitation de ce projet a pris fin. Nous prévoyons que l'ONÉ émettra son rapport et ses recommandations pour le projet d'ici la fin d'avril 2015.

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. Le projet de canalisation principale Merrick transportera le gaz naturel extrait par l'entremise du réseau de NGTL jusqu'à l'entrée du projet de pipeline Pacific Trail, qui se terminera au terminal de GNL de Kitimat à Bish Cove, près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le projet proposé consistera en un prolongement du tronçon existant de la canalisation principale Groundbirch du réseau de NGTL débutant près de Dawson Creek, en C.-B., jusqu'à son point final près de la communauté de Summit Lake, en C.-B. Le projet de 1,9 G\$ sera composé d'une conduite de 48 pouces de diamètre s'étendant sur environ 260 km (161 milles). Sous réserve de l'obtention des approbations nécessaires, ce qui comprend l'approbation réglementaire de l'ONÉ nous permettant de construire et d'exploiter le pipeline, et d'une décision d'investissement finale (DIF) positive pour le projet de GNL de Kitimat, nous prévoyons que la canalisation principale Merrick sera en service au cours du premier trimestre de 2020.
Règlements sur les besoins en produits des activités ordinaires	
Décembre 2012	Les règlements en cours à l'égard du réseau de NGTL ont expiré. Les droits définitifs pour 2013 devaient être établis soit par de nouveaux règlements et par de nouvelles instances tarifaires et de toutes ordonnances résultant de la décision de l'ONÉ à l'égard de la proposition de restructuration au Canada.
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 rendement des capitaux propres (RCP) 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 RCP 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 RCP 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.
Réseau principal au Canada	
Mai 2012	Nous avons reçu l'approbation de l'ONÉ pour la construction de nouvelles installations de pipelines visant à fournir aux marchés de l'Ontario et du Québec des approvisionnements en gaz supplémentaires provenant de la formation schisteuse de Marcellus.
Mai 2012	L'appel de soumissions supplémentaire pour un service de transport garanti sur le réseau principal au Canada, en vue de transporter du gaz de schiste supplémentaire de la formation schisteuse de Marcellus au Canada, a pris fin. Nous avons été en mesure de recevoir 50 Mpi ³ /j supplémentaires de la station de comptage de Niagara jusqu'à Kirkwall, en Ontario, avec prise d'effet en novembre 2012.
Novembre 2012	Le transport de l'approvisionnement en gaz naturel provenant de la formation schisteuse de Marcellus a commencé sur le 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.
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.
Mai 2013	Nous avons déposé des documents de conformité et une demande de révision et de modification de la décision de l'ONÉ relative à la proposition de restructuration au Canada.

Date	Description du fait nouveau
Juin 2013	L'ONÉ a rejeté la demande de révision et de modification et a établi un processus d'examen des révisions tarifaires. 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.
Juillet 2013	L'ONÉ a publié les motifs de son refus. Nous avons commencé à mettre en application la décision de l'ONÉ concernant la proposition de restructuration au Canada. Depuis la mise en application, des contrats de service garanti ont été conclus à l'égard d'une capacité supplémentaire de 1,3 Gpi ³ /j à partir d'Empress, en Alberta, ce qui a plus que doublé la capacité faisant l'objet de contrats à cet endroit. 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 canadiennes ont conclu un règlement (le règlement avec les sociétés de distribution locales) qui a été déposé auprès de l'ONÉ aux fins d'approbation en décembre 2013. Le règlement avec les sociétés de distribution locales 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 sociétés de distribution locales, 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 devons fournir une contribution annuelle de 20 M\$ (après impôt) de 2015 à 2020, de sorte que le RCA pourrait se situer dans une fourchette de 8,70 % à 11,50 %. Le règlement avec les sociétés de distribution locales 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 sociétés de distribution locales 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 sociétés de distribution locales prévoyait également le maintien de la souplesse en matière de services discrétionnaires et la mise en œuvre 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 sociétés de distribution locales 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.
Mai 2014	L'ONÉ a délivré l'ordonnance d'audience qui établit un processus et un calendrier d'audience relativement à la demande d'approbation des droits et des tarifs applicables au réseau principal de 2015 à 2030, qui inclut le règlement avec les sociétés de distribution locales. L'audience a pris fin en septembre 2014.
Novembre 2014	L'ONÉ a approuvé la demande d'approbation des droits et des tarifs applicables au réseau principal au Canada de 2015 à 2030. La demande reflétait des éléments du règlement avec les sociétés de distribution locales. L'approbation de la demande prévoit une plateforme commerciale à long terme pour le réseau principal au Canada et ses expéditeurs avec une conception des droits connue de 2015 à 2020 et certains paramètres pour une méthodologie d'établissement des droits jusqu'en 2030. La plateforme équilibre les besoins de nos expéditeurs tout en procurant une occasion raisonnable de récupérer les capitaux investis dans nos installations existantes et dans les nouvelles installations requises pour desservir les marchés existants et les nouveaux marchés. Les faits saillants de la demande approuvée comprennent notre engagement à ajouter une nouvelle capacité de pipeline qui améliore l'accès des marchés de l'Est canadien à la production des régions de Dawn et de Niagara; les dispositions de renouvellement qui nous donneront des outils pour déterminer avec plus de certitude les besoins en matière de capacité; des droits fixes pour les services de transport garanti sur des périodes de un an ou plus; le maintien du pouvoir discrétionnaire d'établissement des prix pour les services à plus court terme et les services interruptibles; des besoins connus en produits des activités ordinaires avec un mécanisme de partage des incitatifs qui vise un rendement de 10,10 % sur un capital-actions ordinaires réputé de 40 % avec une fourchette possible de résultats variant entre 8,70 % et 11,50 % et le maintien d'un compte de report qui procure une compensation pour les différences entre les produits des activités ordinaires réels et le mécanisme à droits fixes, plus une entente selon laquelle l'écart global du produit des activités ordinaires pour la période de 2015 à 2020 sera attribué aux expéditeurs de l'Est après 2020.
Projet du réseau principal de l'Est	
Mai 2014	Nous avons déposé auprès de l'ONÉ une description du projet du réseau principal de l'Est.
Octobre 2014	Nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ afin d'obtenir l'autorisation de construire de nouvelles installations pour notre réseau principal de transport de gaz naturel existant dans le sud-est de l'Ontario (Projet du réseau principal de l'Est) et d'en être les propriétaires-exploitants. Les nouvelles installations résultent de la conversion proposée d'une partie de la capacité de transport de gaz naturel du réseau principal au Canada au transport de pétrole brut dans le cadre de notre projet Oléoduc Énergie Est et d'un appel de soumissions qui s'est clos en janvier 2014. Le projet d'investissement de 1,5 G\$ se traduira par l'ajout de 0,6 Gpi ³ /j de capacité nouvelle dans le tronçon du triangle de l'Est du réseau principal au Canada et assurera des niveaux de capacité suffisants pour répondre aussi bien aux besoins des expéditeurs actuels qu'aux nouveaux engagements de service garanti. Le projet dépend de l'Oléoduc Énergie Est et est soumis aux approbations réglementaires qui devraient être émises simultanément aux approbations réglementaires relatives à l'Oléoduc Énergie Est. La mise en service du projet devrait se faire d'ici le deuxième trimestre de 2017.

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 dont le coût en capital total est estimé à 475 M\$ et dont les dates de mise en service prévues devraient survenir entre novembre 2015 et novembre 2016. 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.
Pipelines aux États-Unis	
Bison Pipeline	
Juillet 2013	Nous avons vendu une participation supplémentaire de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (GTN) et dans Bison Pipeline LLC (Bison) à TC PipeLines, LP (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.
GTN Pipeline	
Juillet 2013	Nous avons vendu une participation supplémentaire de 45 % dans GTN et dans Bison à TCLP pour un prix d'achat global de 1,05 G\$ US. Nous continuons à détenir une participation directe de 30 % dans les deux pipelines.
Novembre 2014	Nous avons annoncé une offre de vente de la participation résiduelle de 30 % dans GTN à TCLP. Sous réserve de la négociation satisfaisante des modalités et de l'approbation du conseil de TCLP, la clôture de l'opération devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2015. Nous continuons de détenir une participation de 28,3 % dans TCLP, dont nous sommes le commandité.
Pipeline d'ANR	
Juin 2012	La FERC a rendu des ordonnances approuvant la vente par ANR de ses actifs extracôtiers à une filiale en propriété exclusive nouvellement créée, TC Offshore LLC (TCO), qui permettent à TCO d'exploiter ces actifs en tant que pipeline interétatique indépendant.
Août 2012	La FERC a approuvé le règlement d'ANR Storage Company avec ses expéditeurs.
Novembre 2012	TCO est entrée en exploitation commerciale.
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 nécessitera 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 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.
Great Lakes	
Novembre 2013	Great Lakes a reçu l'approbation de la Federal Energy Regulatory Commission (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 prévoit un moratoire de 17 mois prenant fin en mars 2015 et nous oblige à appliquer de nouveaux taux d'ici le 1 ^{er} janvier 2018.
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 sont d'environ 11 % inférieurs aux tarifs de 2012 et l'amortissement a été réduit, passant de 2,4 % à 2,2 %. Le règlement prévoit 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.

Date	Description du fait nouveau
Pipelines mexicains	
Projet de prolongement du pipeline Tamazunchale	
Février 2012	Nous avons signé un contrat avec la Comisión Federal de Electricidad (Mexico) (CFE) pour le projet de prolongement du pipeline Tamazunchale. Les contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction ont été signés et les activités liées à la construction ont commencé.
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.
Projets de pipelines Topolobampo et Mazatlán	
Novembre 2012	La CFE nous a attribué le contrat pour construire le projet de pipeline Topolobampo et en être les propriétaires-exploitants. 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 est estimé 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.
Novembre 2012	La CFE nous a attribué le contrat pour construire le projet de pipeline Mazatlán, allant d'El Oro à Mazatlán, au Mexique, et en être les propriétaires-exploitants. 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.
Quatrième trimestre de 2014	Les activités de délivrance de permis, d'ingénierie et de construction se poursuivent comme prévu pour ces deux pipelines au nord-ouest du Mexique. Les deux projets sont soutenus par des contrats d'une durée de 25 ans avec la CFE et devraient entrer en service vers le milieu ou la fin de 2016.
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 marque notre retrait de la région du cône Sud de l'Amérique du Sud.
Projets de pipelines de GNL	
Coastal GasLink	
Juin 2012	Nous avons été choisis pour concevoir et construire le projet Coastal GasLink proposé et en être les propriétaires-exploitants. 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.
Janvier 2014	Nous avons déposé la demande de certificat d'évaluation environnementale (CÉE) auprès de l'Environmental Assessment Office de la C.-B. (EAO). Nous avons sollicité l'engagement de la collectivité, du propriétaire foncier, 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. Nous continuons à faire avancer ce projet, et la totalité des coûts seraient recouvrables s'il n'était pas donné suite au projet.
Mars 2014	La période d'examen public de 180 jours de l'EAO a débuté et comprenait une période de consultation publique de 45 jours. La demande a été déposée auprès de la BC Oil and Gas Commission (OGC), avec un addenda à la demande d'évaluation environnementale de la C.-B. décrivant des améliorations récentes des tracés. Nous avons commencé à mettre à jour le travail de terrain le long du tracé du gazoduc afin de soutenir les demandes auprès des organismes de réglementation et de raffiner les estimations des coûts en capital au cours du deuxième trimestre.
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. L'examen réglementaire de ces demandes progresse selon les délais prévus, et les décisions relatives aux permis devraient être communiquées au cours du premier trimestre de 2015. Nous continuons à solliciter l'engagement des communautés autochtones et la participation 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 soutenir les demandes réglementaires et de raffiner les estimations des coûts en capital. Dans l'attente de la réception des approbations réglementaires requises et d'une DIF positive de notre client, la construction devrait débuter en 2016 et la date d'entrée en service devrait survenir d'ici la fin de la décennie. S'il n'était pas donné suite au projet, nos coûts du projet (y compris la PFUPC) seraient entièrement recouvrables.

Date	Description du fait nouveau
Transport du gaz de Prince Rupert (TGPR)	
Janvier 2013	Nous avons été choisis pour concevoir et construire le projet TGPR proposé d'une longueur de 750 km (466 milles) et en être les propriétaires-exploitants. Le pipeline proposé transportera du gaz naturel principalement à partir de la région productrice de gaz de North Montney près de Fort St. John, en C.-B., jusqu'à l'installation d'exportation proposée de Pacific Northwest LNG située près de Prince Rupert, en C.-B. 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 suit son cours auprès de l'EAO. Nous avons continué à préciser notre corridor d'étude en fonction des consultations et des études détaillées réalisées à ce jour.
Avril 2014	La demande de CÉE a été soumise à l'EAO afin que celui-ci en vérifie la complétude et la demande a été déposée auprès de l'OGC. La demande de CÉE a ensuite été jugée complète par l'EAO. L'EAO a entamé une période d'examen de 180 jours comprenant une période de consultation publique de 45 jours qui s'est achevée en juillet 2014.
Novembre 2014	Nous avons reçu un CÉE de l'EAO. Nous avons soumis nos demandes de permis à l'OGC pour la construction du pipeline et prévoyons recevoir ces permis au cours du premier trimestre de 2015. 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 continuons 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 projeté traverse les terres des Nisga'a sur 85 km (52 milles).
Décembre 2014	Notre client a annoncé le report d'une DIF. Nous continuons de travailler avec nos entrepreneurs afin de raffiner les estimations des coûts en capital pour le projet. Une fois que le processus d'autorisation avec l'OGC sera terminé et que Pacific NorthWest LNG obtiendra les approbations réglementaires nécessaires et ira de l'avant avec une DIF positive, nous pourrions commencer la construction. Tous les coûts seront entièrement recouvrables s'il n'était pas donné suite au projet. Le report d'une DIF après la fin de 2014 a mené à un report de la date de mise en service prévue du pipeline. La date de mise en service dépendra du moment où notre client recevra les approbations réglementaires nécessaires et sera en mesure de prendre une DIF.
Alaska	
Mars 2012	Trois producteurs importants du versant nord (les producteurs du VNA), ainsi que nous-mêmes, grâce à notre participation au projet de GNL de l'Alaska, avons annoncé l'acceptation d'un plan de travail visant à commercialiser les ressources de gaz naturel du versant nord au moyen d'une option GNL.
Mai 2012	Nous avons reçu l'autorisation de l'État de l'Alaska pour suspendre et préserver nos activités sur le tracé Alaska-Alberta et centrer notre attention sur la solution de rechange que représentent les GNL. Cela nous a permis de reporter notre obligation de déposer une demande de certificat de la FERC pour le tracé de l'Alberta au-delà de l'automne 2012, notre échéance initiale.
Juillet 2012	Le projet de GNL de l'Alaska a annoncé une demande publique de manifestations d'intérêt non obligatoire pour l'obtention de capacité sur un nouveau réseau de gazoducs éventuel pour le transport du gaz du versant nord de l'Alaska. La demande de manifestations d'intérêt a eu lieu entre août 2012 et septembre 2012. Il y a eu un certain nombre de manifestations d'intérêt non obligatoires de la part d'expéditeurs éventuels provenant d'une large fourchette de secteurs d'activité en Amérique du Nord et en Asie.
Avril 2014	L'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi qui nous fournira, de même qu'aux 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 agirons 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 devraient durer deux ans et notre part des coûts devrait s'élever à environ 100 M\$ US. L'accord préalable prévoit également que nous recouvrerons la totalité des coûts de mise en valeur si le projet n'est pas mené à terme.
Juillet 2014	Les producteurs du VNA ont déposé une demande de permis d'exportation auprès du Department of Energy des États-Unis pour obtenir l'autorisation d'exporter 20 millions de tonnes par année de gaz naturel liquéfié pendant 30 ans.
Septembre 2014	La FERC a approuvé la demande préliminaire de dépôt en vertu de la loi intitulée <i>National Environmental Policy Act (NEPA)</i> faite conjointement par nous, les trois principaux producteurs du VNA et AGDC Cette approbation donne le coup d'envoi au processus d'examen environnemental en vertu de la NEPA qui comprend une série de consultations avec les communautés.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux gazoducs 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	
Février 2012	Nous avons annoncé que ce qui avait été auparavant le tronçon entre Cushing et la côte américaine du golfe du Mexique du réseau de pipelines Keystone a sa propre valeur indépendante sur le marché et que nous planifions de le construire à titre de pipeline indépendant, qui ne fait pas partie de la demande de permis présidentiel pour Keystone XL.
Mai 2012	Nous avons déposé des droits fixes révisés pour le deuxième tronçon du réseau de pipelines Keystone s'étendant de Steele City, au Nebraska, à Cushing, en Oklahoma, auprès de l'ONÉ et de la FERC. Les droits révisés, qui reflètent les coûts du projet finaux du réseau de pipelines Keystone, sont entrés en vigueur en juillet 2012.
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. Nous avons prévu une capacité de pipeline moyenne de 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. Jusqu'à maintenant, le réseau de pipelines Keystone a permis l'expédition de plus de 830 millions de barils de pétrole brut du Canada aux États-Unis.
Cushing Marketlink	
Octobre 2012	Nous avons commencé la construction des installations Cushing Marketlink, qui faciliteront le transport du pétrole brut depuis le carrefour commercial de Cushing jusqu'au marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique par des installations faisant partie du réseau de pipelines Keystone.
Septembre 2014	La construction a été achevée.
Pipeline Houston Lateral et terminal	
Quatrième trimestre de 2014	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 progressent. 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 de la deuxième moitié de 2015.
Keystone XL	
Février 2012	Nous avons envoyé une lettre au Département d'État des États-Unis informant celui-ci que nous prévoyions déposer une demande de permis présidentiel dans un proche avenir pour Keystone XL. Nous avons aussi informé le Département d'État des États-Unis que le tronçon allant de Cushing vers la côte américaine du golfe du Mexique de Keystone XL serait construit hors du cadre du processus du permis présidentiel.
Mai 2012	Nous avons déposé une demande de permis présidentiel (permis transfrontalier) auprès du Département d'État des États-Unis pour Keystone XL afin de transporter du pétrole brut de la frontière américano-canadienne au Montana à Steele City (Nebraska). Nous avons continué à travailler avec le Department of Environmental Quality du Nebraska (DEQN) et diverses autres parties intéressées tout au long de 2012 afin de déterminer un tracé de rechange au Nebraska qui éviterait les Sandhills du Nebraska. Nous avons proposé un tracé de rechange au DEQN en avril 2012, puis avons modifié le tracé en réponse à des commentaires du DEQN et d'autres parties intéressées.
Septembre 2012	Nous avons soumis un rapport environnemental supplémentaire au DEQN sur le tracé révisé proposé pour Keystone XL au Nebraska et avons fourni un rapport environnemental au Département d'État des États-Unis, exigé dans le cadre de son examen de notre demande de permis transfrontalier.
Janvier 2013	Le 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 gaz à effet de serre (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.

Date	Description du fait nouveau
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 confirme que les conditions selon lesquelles le permis de construction initial de Keystone XL accordé par la PUC en juin 2010 continuent d'être remplies. L'audience officielle relative à l'accréditation devrait avoir lieu en mai 2015.
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.
Janvier 2015	Le Département d'État des États-Unis a repris l'examen de l'intérêt national et a demandé aux huit organismes fédéraux ayant un rôle dans l'examen de terminer leur évaluation visant à déterminer si Keystone XL dessert l'intérêt national et de donner leur avis au Département d'État des États-Unis d'ici le 2 février 2015.
Février 2015	L'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA) a publié une lettre de commentaires sur son site Web suggérant notamment que l'ECDIE publié par le Département d'État des États-Unis n'évaluait pas de façon exhaustive et complète les impacts environnementaux de Keystone XL et que, pour des cours du pétrole inférieurs, Keystone XL pourrait faire augmenter la production tirée des sables bitumineux et les émissions de gaz à effet de serre. Nous avons envoyé une lettre au Département d'État des États-Unis réfutant ces commentaires et d'autres commentaires contenus dans la lettre de l'EPA et offrant également de travailler de concert avec le Département d'État des États-Unis pour s'assurer qu'il dispose de tous les renseignements pertinents pour lui permettre de parvenir à une décision visant à approuver Keystone XL. L'échéancier et l'approbation définitive de Keystone XL demeurent incertains. S'il n'était pas donné suite au projet comme prévu, nous procéderions à une réévaluation et réduirions sa valeur comptable pour qu'elle corresponde à sa valeur recouvrable s'il était nécessaire et pertinent de le faire. Les coûts en capital estimatifs pour Keystone XL devraient totaliser environ 8,0 G\$ US. Au 31 décembre 2014, nous avons investi 2,4 G\$ US dans le projet et avions également de l'intérêt capitalisé totalisant 0,4 G\$.
Terminal de Keystone à Hardisty	
Mars 2012	Nous avons lancé et conclu un appel de soumissions obligatoire afin d'obtenir des engagements de parties intéressées pour le terminal de Keystone à Hardisty.
Mai 2012	Nous avons annoncé que nous avons obtenu des engagements fermes à long terme de plus de 500 000 b/j pour le terminal de Keystone à Hardisty et que nous agrandissons le projet proposé d'une capacité de 2 millions de barils pour en faire un terminal de 2,6 millions de barils à Hardisty, en Alberta, grâce à un solide appui commercial.
Quatrième trimestre de 2014	Le terminal de Keystone à Hardisty sera construit en parallèle avec Keystone XL et devrait être terminé environ deux ans après la date de réception du permis pour Keystone XL.
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 est 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. Le coût du projet est estimé à environ 12 G\$, compte non tenu de la valeur de transfert des actifs de gaz naturel du réseau principal au Canada. Sous réserve des approbations réglementaires, l'oléoduc devrait effectuer ses premières livraisons d'ici la fin de 2018.

Date	Description du fait nouveau
Décembre 2014	L'Oléoduc Énergie Est comprend un projet de terminal maritime près de Cacouna, au Québec, qui serait adjacent à un habitat du béluga. Le Comité sur la situation des espèces en péril au Canada a recommandé que le béluga soit inclus à la liste des espèces en péril. Par conséquent, nous avons décidé d'interrompre tous travaux supplémentaires à Cacouna et nous analyserons la recommandation, évaluerons les incidences sur le projet et examinerons toutes les options viables. Nous comptons prendre une décision quant à la façon de procéder d'ici la fin du premier trimestre de 2015. L'Oléoduc Énergie Est, d'une capacité prévue de 1,1 M b/j, a obtenu des contrats à long terme garantis visant le transport d'environ un million de b/j de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien au cours de l'appel de soumissions obligatoire.
Pipeline Northern Courier	
Août 2012	Nous avons annoncé que nous avons été choisis par Fort Hills Energy Limited Partnership (FHELP) pour concevoir et construire le pipeline Northern Courier proposé et en être les propriétaires-exploitants. Le réseau de pipelines est entièrement souscrit aux termes d'un contrat à long terme pour desservir la mine Fort Hills, qui appartient conjointement à Suncor Énergie Inc. (Suncor) et à deux autres sociétés.
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 a annoncé que FEHLP mettrait à exécution le projet minier de sables bitumineux Fort Hills et prévoyait commencer à produire du pétrole brut en 2017.
Juillet 2014	L'AER a délivré un permis approuvant notre demande de construction et d'exploitation du pipeline Northern Courier. La construction du pipeline de 90 km (56 milles) dont le coût est de 900 M\$ et qui devrait transporter du bitume et du diluant entre le site minier Fort Hills et le terminal de Suncor situé au nord de Fort McMurray, en Alberta, a commencé. Nous prévoyons actuellement que le pipeline sera 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.
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. Le pipeline Heartland est un oléoduc de 200 km (125 milles) 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. Le pipeline pourrait transporter jusqu'à 900 000 b/j tandis que le terminal devrait avoir une capacité de stockage initiale maximale de 1,9 million de barils de pétrole brut. Ces projets, dont le coût global est estimé à 900 M\$, devraient être mis en service à la fin de 2017.
Pipeline Grand Rapids	
Octobre 2012	Nous avons annoncé que nous avons conclu des conventions obligatoires avec un partenaire afin de développer le pipeline Grand Rapids, réseau de 460 km (287 milles) assurant le transport du pétrole brut et du diluant entre la région de production, située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, et les terminaux de la région d'Edmonton/Heartland, en Alberta. 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.
Mai 2013	Nous avons déposé une demande de permis pour le pipeline Grand Rapids 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.
Octobre 2014	L'AER a délivré un permis approuvant notre demande de construction et d'exploitation du pipeline Grand Rapids. La construction s'est amorcée, et le transport du pétrole brut devrait commencer en 2016.
Pipeline Upland	
Novembre 2014	Nous avons terminé un appel de soumissions obligatoire fructueux pour le pipeline Upland. Le pipeline de 600 M\$ assurerait 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 2018. 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.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux pipelines de liquides 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

Énergie au Canada

Date	Description du fait nouveau
Énergie solaire en Ontario	
Juin 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 neuf installations de production d'énergie solaire en Ontario (d'une capacité combinée de 86 mégawatts (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 tarifs de rachat garantis 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\$.
Napanee	
Décembre 2012	Nous avons signé un contrat avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) afin de développer une nouvelle 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, et d'en être les propriétaires-exploitants.
Janvier 2015	Nous avons commencé les activités de construction à la centrale. 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'Independent Electricity System Operator (IESO).
Bécancour	
Juin 2012	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 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.
Juin 2013	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.
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 continue 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. Nous continuons de recevoir des paiements de capacité pendant la suspension de la production.
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.
Bruce Power	
Mars 2012	Bruce Power a reçu l'autorisation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire de mettre en marche le réacteur 2 de Bruce A.
Mai 2012	Un incident est survenu dans le générateur électrique du réacteur 2 de Bruce A dans la partie non nucléaire de la centrale, qui a retardé la synchronisation du réacteur 2 de Bruce A avec le réseau électrique de l'Ontario. Par conséquent, Bruce Power a soumis une prétention de force majeure à l'OEO.
Juin 2012	Bruce Power a remis le réacteur 3 de Bruce A en service après avoir exécuté l'arrêt visant à prolonger la durée West Shift Plus au coût de 300 M\$, qui a commencé en 2011.

Date	Description du fait nouveau
Août 2012	Nous avons confirmé que la prétention de force majeure soumise par Bruce Power à l'OEO relativement au réacteur 2 de Bruce A avait été acceptée. Grâce à l'acceptation de la prétention de force majeure, Bruce Power a continué de recevoir le prix prévu au contrat pour l'électricité produite par les réacteurs en exploitation à Bruce A après le 1 ^{er} juillet 2012.
Octobre 2012	Les réacteurs 1 et 2 de Bruce A ont été remis en service après l'achèvement de la remise à neuf.
Novembre 2012	Les réacteurs 1 et 2 de Bruce A ont tous deux fonctionné à des niveaux de production réduits après leur remise en service, et Bruce Power a mis hors service le réacteur 1 de Bruce A pour un arrêt d'entretien d'environ un mois.
Avril 2013	Bruce Power a annoncé qu'elle avait conclu une convention avec l'OEO 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 envisageons la possibilité 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 du tiers 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.
Sundance	
Juillet 2012	Un groupe d'arbitrage a décidé que le CAE de Sundance A ne devait pas être résilié et a ordonné à l'exploitant de reconstruire les réacteurs 1 et 2. Le groupe a aussi limité la prétention de force majeure de l'exploitant à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les réacteurs puissent être raisonnablement remis en service. L'exploitant a annoncé qu'il prévoyait que les réacteurs seraient remis en service à l'automne 2013. Comme nous considérons que les arrêts étaient une interruption de l'approvisionnement, nous avons accumulé 188 M\$ dans le revenu avant impôts entre décembre 2010 et mars 2012. La décision a eu pour résultat que nous avons reçu environ 138 M\$ de ce montant. Nous avons comptabilisé le solde de 50 M\$ à titre de charge avant impôt imputée aux résultats du deuxième trimestre de 2012, dont une tranche de 20 M\$ avait trait à des montants accumulés en 2011. Nous n'avons pas comptabilisé d'autres produits des activités ordinaires ou d'autres coûts liés au CAE jusqu'à la remise en service des réacteurs.
Novembre 2012	Une décision arbitrale a été rendue, le groupe d'arbitrage accordant un redressement pour force majeure partiel à l'exploitant à l'égard du réacteur 3 de Sundance B, et nous avons réduit de 11 M\$ notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership (ASTC) afin de refléter le montant qui ne sera pas recouvré par suite de la décision. En 2010, le réacteur 3 de Sundance B a connu un arrêt non planifié lié à une défaillance mécanique de certaines composantes de la génératrice et a fait l'objet d'une prétention de force majeure par l'exploitant. ASTC, qui détient le CAE de Sundance B, a contesté la prétention dans le cadre du processus de règlement des différends obligatoire prévu dans le CAE parce nous ne croyions pas que la prétention de l'exploitant répondait aux critères de force majeure. Nous avons donc comptabilisé une quote-part du résultat provenant de notre participation de 50 % dans ASTC comme si cet événement était un arrêt de la centrale normal.
Septembre 2013	Le réacteur 1 de Sundance A a été remis en service.
Octobre 2013	Le réacteur 2 de Sundance A a été remis en service.
Parc éolien Cartier	
Novembre 2012	Nous avons mis en service la deuxième phase du projet de parc éolien Gros-Morne, complétant le projet de parc éolien Cartier de 590 MW en cinq phases au Québec. Toute l'électricité produite par le parc éolien Cartier est vendue à Hydro-Québec aux termes de CAE d'une durée de 20 ans.
CrossAlta	
Décembre 2012	Nous avons acquis les participations restantes de 40 % dans l'installation de stockage du gaz Crossfield et la société de commercialisation CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta) auprès de notre partenaire en contrepartie d'une somme en espèces d'environ 214 M\$, déduction faite de la trésorerie acquise. Nous sommes maintenant propriétaires-exploitants de 100 % des participations de CrossAlta. L'acquisition a ajouté une capacité de stockage aménagée de gaz naturel supplémentaire de 27 milliards de pieds cubes (Gpi³) à notre portefeuille existant en Alberta.

Date	Description du fait nouveau
Installations énergétiques aux États-Unis	
Ravenswood	
Septembre 2014	Le réacteur 30 de 972 MW de la centrale de Ravenswood a subi une panne imprévue causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression. L'assurance devrait couvrir les coûts de réparation et les pertes de produits des activités ordinaires liées à la panne imprévue, qui restent encore à déterminer. Grâce aux recouvrements d'assurance attendus, 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 pourrait ne pas correspondre aux pertes de produits des activités ordinaires en raison du moment de réception du produit de l'assurance prévu. Le réacteur devrait être remis en service au cours de la première moitié de 2015.
Installations énergétiques de l'État de New York	
Juin 2012	En 2011, les prix au comptant pour les ventes de capacité dans le marché de la zone J de New York ont été touchés de façon défavorable par la manière dont le New York Independent System Operator (NYISO) a appliqué les règles d'établissement des prix pour une centrale qui a récemment commencé à desservir ce marché. Nous avons déposé conjointement deux plaintes officielles auprès de la FERC contestant la façon dont le NYISO a appliqué ses règles d'atténuation du pouvoir d'achat des acheteurs touchant les critères des appels d'offres associés à deux nouvelles centrales qui sont entrées en service sur les marchés de la zone J de New York au cours de l'été de 2011. En juin 2012, la FERC a traité la première plainte, indiquant qu'elle prendrait des mesures pour accroître la transparence et l'obligation de rendre compte pour les tests d'exemption des mesures d'atténuation (TEMA) et les décisions futurs.
Septembre 2012	La FERC a rendu une ordonnance relativement à la deuxième plainte, ordonnant au NYISO de soumettre à un autre test les deux nouvelles centrales ainsi qu'un projet de transport actuellement en construction en utilisant un ensemble d'hypothèses modifié afin d'effectuer les calculs des TEMA de façon plus exacte, conformément aux règles et aux dispositions tarifaires existantes. Le nouveau calcul, terminé en novembre 2012, a permis d'établir que l'une des centrales dont nous ne sommes pas propriétaires a reçu une exemption par erreur. Cette exemption a été révoquée et la centrale est maintenant tenue d'offrir sa capacité à un prix plancher, ce qui exerce une pression à la hausse sur les prix aux ventes aux enchères de capacité depuis décembre 2012. L'ordonnance était uniquement prospective et n'a pas d'incidence sur les prix de capacité pour les périodes antérieures.
Janvier 2014	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 NYISO 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. Cette nouvelle hypothèse pourrait éventuellement avoir une incidence défavorable sur les prix de capacité dans la zone J en 2015 et en 2016. En outre, une autre décision récente de la FERC concernant les ventes aux enchères de capacité futures au New England Power Pool (NEPOOL) pourrait éventuellement améliorer les conditions relatives aux prix de capacité en 2018 et par la suite pour nos actifs qui font partie du NEPOOL.
Quatrième trimestre de 2014	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.
Stockage du gaz naturel	
Avril 2014	Nous avons mis fin à un contrat avec Niska Gas Storage visant le stockage à long terme de 38 Gpi ³ de gaz naturel en Alberta. Ce contrat renfermait des dispositions permettant la résiliation avant l'échéance. Par conséquent, nous avons enregistré une charge après impôt de 32 M\$ en 2014. Nous avons conclu d'autres contrats pour de nouveaux services de stockage du gaz naturel en Alberta avec Niska Gas Storage qui prendront effet à compter du 1 ^{er} mai 2014 pour une période de six ans et pour un volume moyen réduit.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs à l'énergie 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 46 % de nos actifs totaux; les pipelines de liquides représentaient environ 15 % des produits des activités ordinaires et 27 % de nos actifs totaux; et l'énergie représentait environ 37 % 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 2014 et 2013.

Produits des activités ordinaires provenant des activités (en millions de dollars)	2014	2013
Gazoducs		
Canada – Marché intérieur	2 672 \$	2 718 \$
Canada – Marché de l'exportation ⁽¹⁾	881	598
États-Unis	1 163	1 069
Mexique	197	112
	4 913	4 497
Pipelines de liquides		
Canada – Marché intérieur	–	–
Canada – Marché de l'exportation ⁽¹⁾	432	399
États-Unis	1 115	725
	1 547	1 124
Énergie⁽²⁾		
Canada – Marché intérieur	1 349	1 941
Canada – Marché de l'exportation ⁽¹⁾	1	–
États-Unis	2 375	1 235
	3 725	3 176
Total des produits des activités ordinaires⁽³⁾	10 185 \$	8 797 \$

(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 locale, à des installations de production d'électricité et à d'autres entreprises un peu partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Nous avons également des installations de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.

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	24 525 km (15 239 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'à 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 %
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 Nord-Ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, 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 relier au réseau de Portland, dans 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, vers le golfe du Mexique.	100 %
Stockage d'ANR	250 Gpi ³	Installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.	
Bison	487 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
Gas Transmission Northwest (GTN)	2 178 km (1 353 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré 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 49,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	49,8 %
Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié 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 66,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	66,77 %
Iroquois	666 km (414 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 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
Northern Border	2 265 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 14,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 28,3 % dans TC PipeLines, LP.	14,2 %
Portland	474 km (295 milles)	Pipeline 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.	61,7 %

	longueur	description	participation effective
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 28,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	28,3 %
TC Offshore	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	310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
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 Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro.	100 %
En construction			
Gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui assure la livraison de gaz naturel d'El Oro à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa au Mexique. Sera raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
Gazoduc de Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc de transport depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises 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 %
En cours d'aménagement			
Gazoduc de GNL de l'Alaska	1 448 km* (900 milles)	Aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL à Nikiski, en Alaska.	25 %
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 Colombie-Britannique, vers les installations proposées de LNG Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	900 km* (559 milles)	Gazoduc reliant la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement prévu au réseau de NGTL près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation proposée de Pacific Northwest LNG, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.	100 %
Réseau principal North Montney	301 km* (187 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice 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 livre du gaz naturel depuis la canalisation principale Groundbirch existante de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à son point d'arrivée près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique.	100 %
Réseau principal de l'Est	245 km* (152 milles)	Différents pipelines et postes de compression seront 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 tronçons du réseau principal pour faciliter le projet Énergie Est.	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 sur le réseau de NGTL.	100 %

*La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception.

**Les installations ne sont pas indiquées sur la carte.

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 à l'étranger, étendrait le pétrole brut canadien et américain aux marchés américains et relierait les sources d'approvisionnement en condensat aux marchés américains et canadiens.

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 %
Cushing Marketlink		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 Terminal de Houston Terminal	77 km (48 milles)	Prolongement du réseau de pipelines Keystone vers le marché de raffinage de Houston au Texas.	100 %
Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal pétrolier 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 %
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 d'aménagement			
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 %
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 Terminaux TC	200 km (125 milles)	Terminaux et pipeline 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 étrangers.	100 %
Pipeline Upland	460 km (285 milles)	Transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord 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 la plupart des autres pipelines canadiens appartenant à TransCanada ou exploités par celle-ci (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 les réseaux de transport de gaz naturel réglementés canadiens de la Société.

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 à la rubrique *Développement général de l'activité — Faits nouveaux concernant les gazoducs — Réseau principal au Canada, Demandes relatives aux droits et aux tarifs et règlement avec les sociétés de distribution locales*.

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 RCP autorisé et de la possibilité de produire des revenus incitatifs.

Projets de gazoducs

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

Pipelines de liquides

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, les installations et l'exploitation matérielle du tronçon canadien du réseau de pipelines Keystone.

Projets de pipelines de liquides

Les terminaux TC, le pipeline Northern Courier et le pipeline Grand Rapids ont été approuvés par l'AER en février, en juillet et en octobre 2014 respectivement. Les trois projets sont actuellement en construction. La demande relative au pipeline Heartland fait actuellement l'objet d'un examen réglementaire 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 assujettis 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 pipelinaires 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 réseau de pipelines Keystone et le projet Keystone XL, doivent 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 pipelinaires 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, situés dans des zones critiques, représentent une capacité de production essentielle.

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 A et B et de Portlands Energy.

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 8 037 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 ¹	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 ²)	353 ³	charbon	Production contractée en vertu d'un CAE	Wabamun (Alberta)	50 %
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 ³	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 ³	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 2 489 MW par l'entremise de huit réacteurs

Bruce A	1 467 ³	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
Bruce B	1 022 ³	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %

Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 3 755 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 %

Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi³

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) Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest canadien.
(2) 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.
(3) Notre quote-part de la capacité de production.

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 cinq 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⁾	CAE de 20 ans Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2026
Parc éolien Cartier	CAE de 20 ans	Hydro-Québec	2032
Grandview	Contrat d'achat ferme de 20 ans visant la totalité de la chaleur et de l'électricité produites	Irving Oil	2025
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 ⁽²⁾	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) Nous avons acquis quatre installations en 2013 et quatre autres installations en 2014.

Actifs en construction :

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

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 6 059 employés actifs à temps plein, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Calgary	3 186
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	497
Est du Canada	315
Houston	576
Midwest des États-Unis	464
Nord-est des États-Unis	451
Sud-est des États-Unis/côte américaine du golfe du Mexique (à l'exclusion de Houston)	319
Côte ouest des États-Unis	86
Mexique et Amérique du Sud	165
Total	6 059

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 santé, la sécurité et l'environnement (**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 et consigner nos politiques, nos programmes et nos procédures connexes.

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

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

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

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

Le comité reçoit aussi des mises à jour sur des centres d'intérêt particuliers de l'examen de la gestion du risque associé à l'exploitation et à la construction qui est mené par la direction ainsi que les résultats et les plans de mesures correctives issus des audits effectués à l'interne et par des tiers.

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 environnementales relativement aux installations, ou le respect de nombreuses exigences en matière d'environnement. Le non-respect de ces lois et règlements peut entraîner l'imposition de pénalités et amendes administratives, civiles ou criminelles, de mesures correctives et/ou le prononcé d'ordonnances concernant les activités futures. Nous avons mis en œuvre des programmes d'inspection et d'audit conçus pour veiller à ce que toutes 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. Depuis 2008, nous avons poursuivi l'amélioration de nos résultats en matière de santé et sécurité d'année en année. Dans l'ensemble, les taux de fréquence relativement aux incidents de TransCanada en 2014 ont continué d'être équivalents à la plupart des taux de référence de l'industrie, voire meilleurs que ceux-ci.

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 autres 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 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.

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 nous recevons 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. 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.

	2014	2013	2012
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	1,92 \$	1,84 \$	1,76 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 1	1,15 \$	1,15 \$	1,15 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 2 ⁽¹⁾	–	–	–
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 3	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 5	1,10 \$	1,10 \$	1,10 \$
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 7 ⁽²⁾	1,00 \$	0,91 \$	–
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 9 ⁽³⁾	1,09 \$	–	–

(1) Émises le 31 décembre 2014. TransCanada a annoncé le 31 décembre 2014 que 12 501 577 de ses 22 000 000 d'actions privilégiées de série 1 avaient été déposées à des fins de conversion, en actions privilégiées de série 2, à raison de une pour une, avec prise d'effet le 31 décembre 2014. Par suite de la conversion, TransCanada comptait 9 498 423 actions privilégiées de série 1 et 12 501 577 actions privilégiées de série 2 émises et en circulation au 31 décembre 2014. Les actions privilégiées de série 1 verseront trimestriellement, pour la période de cinq ans débutant le 31 décembre 2014, un dividende fixe établi en fonction d'un taux annuel de 3,266 %, si le conseil le déclare et au moment où le conseil le déclare. Les actions privilégiées de série 2 verseront un dividende trimestriel variable pour la période de cinq ans débutant le 31 décembre 2014, si le conseil le déclare et au moment où le conseil le déclare. Le dividende trimestriel variable qui sera versé sur les actions privilégiées de série 2 pour la première période trimestrielle à taux variable (soit la période allant du 31 décembre 2014 au 31 mars 2015 exclusivement) est un taux annuel de 2,815 % et sera déterminé chaque trimestre.

(2) Émises le 4 mars 2013.

(3) Émises le 20 janvier 2014.

Nous avons augmenté de 8 % le dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de sorte qu'il s'établit à 0,52 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2015.

Description de la structure du capital

CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 708 662 996 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	14 000 000	Actions privilégiées de série 4
Actions privilégiées de série 5	14 000 000	Actions privilégiées de série 6
Actions privilégiées de série 7	24 000 000	Actions privilégiées de série 8
Actions privilégiées de série 9 ⁽²⁾	18 000 000	Actions privilégiées de série 10

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

(2) Émises le 20 janvier 2014.

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 subséquentement. 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 et d'actions privilégiées de TCPL 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 des régimes 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 des régimes 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 et 9 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe sur 5 ans payables trimestriellement, lorsque le conseil en déclare, 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 et 10 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 et 9 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 et 10 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 et 9, 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 et 10 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 et 10 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	Date de conversion/rachat	Majoration (%)
Actions privilégiées de série 1	–	31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite	1,92
Actions privilégiées de série 2	31 décembre 2014	31 décembre 2019 et tous les cinq ans par la suite	1,92
Actions privilégiées de série 3	–	30 juin 2015 et tous les cinq ans par la suite	1,28
Actions privilégiées de série 4	30 juin 2015	30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite	1,28
Actions privilégiées de série 5	–	30 janvier 2016 et tous les cinq ans par la suite	1,54
Actions privilégiées de série 6	30 janvier 2016	30 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite	1,54
Actions privilégiées de série 7	–	30 avril 2019 et tous les cinq ans par la suite	2,38
Actions privilégiées de série 8	30 avril 2019	30 avril 2024 et tous les cinq ans par la suite	2,38
Actions privilégiées de série 9	–	30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite	2,35
Actions privilégiées de série 10	30 octobre 2019	30 octobre 2024 et tous les cinq ans par la suite	2,35

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. Le tableau ci-après indique les notes qui sont actuellement attribuées aux catégories de titres en circulation de la Société et de TCPL 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			
<i>Débetures</i>	A (bas)	A3	A-
<i>Billets à moyen terme</i>	A (bas)	A3	A-
Billets subordonnés de rang inférieur	BBB	Baa1	BBB
Actions privilégiées	Pfd-2 (bas)	Baa2	P-2
Papier commercial	R-1 (bas)	—	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 dix 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 verser de l'intérêt et du capital 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 dix 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 verser de l'intérêt et du capital 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 TCPL et 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 considérés comme faisant partie de la catégorie médiane supérieure et sont

assujettis à un faible risque de crédit. Les notes Baa1 et Baa2 attribuées aux titres de créance subordonnés de rang inférieur de TCPL et à ses actions privilégiées, respectivement, 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 considérés 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 dix 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. À titre de garant d'un programme de papier commercial d'une filiale américaine, TCPL s'est vu attribuer une note de A-2 pour le papier commercial, 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 arrive au quatrième rang des dix 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 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, 5, 7 et 9 sont inscrites à la cote de la TSX depuis le 30 septembre 2009, le 31 décembre 2014, le 11 mars 2010, le 29 juin 2010, le 4 mars 2013 et le 20 janvier 2014 sous les symboles TRP.PR.A, TRP.PR.F, TRP.PR.B, TRP.PR.C, TRP.PR.D et TRP.PR.E, 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 série 1, des actions privilégiées de série 2, des actions privilégiées de série 3, des actions privilégiées de série 5, des actions privilégiées de série 7 et des actions privilégiées de série 9, 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 2014	58,18 \$	51,47 \$	57,10 \$	39 181 474	51,06 \$	44,40 \$	49,10 \$	27 293 987
Novembre 2014	57,98 \$	53,87 \$	54,45 \$	29 512 092	51,44 \$	47,21 \$	48,16 \$	27 196 711
Octobre 2014	58,03 \$	49,30 \$	55,55 \$	46 346 061	51,84 \$	43,71 \$	49,29 \$	44 973 083
Septembre 2014	63,86 \$	56,74 \$	57,68 \$	49 632 379	58,40 \$	51,02 \$	51,53 \$	47 530 203
Août 2014	58,74 \$	53,19 \$	58,43 \$	25 578 084	54,05 \$	48,78 \$	53,78 \$	25 280 599
Juillet 2014	56,34 \$	50,38 \$	54,70 \$	29 465 223	52,27 \$	47,24 \$	50,17 \$	15 367 685
Juin 2014	51,45 \$	50,02 \$	50,93 \$	20 404 127	48,13 \$	45,72 \$	47,72 \$	9 386 604
Mai 2014	51,76 \$	50,41 \$	50,48 \$	15 956 228	47,52 \$	46,17 \$	46,65 \$	9 026 941
Avril 2014	51,89 \$	49,34 \$	51,08 \$	22 553 336	47,25 \$	44,78 \$	46,63 \$	11 068 870
Mars 2014	50,97 \$	48,50 \$	50,25 \$	17 476 864	45,65 \$	43,73 \$	45,52 \$	9 005 406
Février 2014	50,24 \$	47,43 \$	48,74 \$	18 422 252	45,71 \$	42,73 \$	44,03 \$	10 356 246
Janvier 2014	49,29 \$	47,14 \$	48,42 \$	22 672 643	45,81 \$	42,21 \$	43,44 \$	12 501 327

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Mois	Actions privilégiées					
	Série 1	Série 2	Série 3	Série 5	Série 7	Série 9
Décembre						
Haut	21,50 \$	22,85 \$	18,49 \$	21,98 \$	25,55 \$	25,73 \$
Bas	19,18 \$	22,41 \$	17,02 \$	18,61 \$	24,79 \$	25,00 \$
Clôture	21,20 \$	22,61 \$	17,92 \$	21,53 \$	25,28 \$	25,43 \$
Volume des opérations	1 886 935	37 025	511 512	488 294	350 740	345 413
Novembre						
Haut	22,29 \$	–	19,29 \$	22,48 \$	25,59 \$	25,69 \$
Bas	21,40 \$	–	18,48 \$	21,55 \$	25,05 \$	25,20 \$
Clôture	21,50 \$	–	18,54 \$	21,86 \$	25,53 \$	25,56 \$
Volume des opérations	961 356	–	614 216	238 730	196 566	798 443
Octobre						
Haut	22,68 \$	–	19,53 \$	21,74 \$	25,33 \$	25,60 \$
Bas	21,34 \$	–	18,48 \$	20,54 \$	24,76 \$	25,00 \$
Clôture	21,80 \$	–	18,95 \$	21,69 \$	25,12 \$	25,29 \$
Volume des opérations	801 630	–	229 370	312 713	156 322	291 498
Septembre						
Haut	23,19 \$	–	20,04 \$	22,88 \$	25,45 \$	25,68 \$
Bas	22,30 \$	–	19,06 \$	21,23 \$	24,50 \$	24,77 \$
Clôture	22,61 \$	–	19,39 \$	21,44 \$	24,95 \$	25,05 \$
Volume des opérations	296 706	–	213 145	127 510	281 562	569 846
Août						
Haut	23,47 \$	–	20,27 \$	22,79 \$	25,50 \$	25,80 \$
Bas	22,81 \$	–	19,56 \$	22,19 \$	25,20 \$	25,34 \$
Clôture	23,14 \$	–	19,72 \$	22,65 \$	25,45 \$	25,69 \$
Volume des opérations	150 425	–	150 841	91 404	257 107	215 759
Juillet						
Haut	23,59 \$	–	20,50 \$	22,65 \$	25,38 \$	25,55 \$
Bas	23,10 \$	–	19,93 \$	22,07 \$	25,08 \$	25,26 \$
Clôture	23,40 \$	–	20,01 \$	22,45 \$	25,15 \$	25,47 \$
Volume des opérations	289 811	–	169 917	202 331	382 076	172 975
Juin						
Haut	23,84 \$	–	20,48 \$	23,16 \$	25,24 \$	25,59 \$
Bas	23,01 \$	–	20,02 \$	22,22 \$	24,35 \$	24,88 \$
Clôture	23,24 \$	–	20,35 \$	22,59 \$	25,24 \$	25,39 \$
Volume des opérations	330 251	–	371 671	133 102	213 689	161 055
Mai						
Haut	24,48 \$	–	21,45 \$	23,40 \$	25,69 \$	25,68 \$
Bas	23,16 \$	–	20,40 \$	22,71 \$	24,76 \$	25,02 \$
Clôture	23,16 \$	–	20,40 \$	23,01 \$	24,76 \$	25,11 \$
Volume des opérations	375 099	–	425 887	479 657	367 889	224 933
Avril						
Haut	24,24 \$	–	20,94 \$	22,99 \$	25,53 \$	25,62 \$
Bas	23,28 \$	–	20,19 \$	21,91 \$	24,73 \$	25,13 \$
Clôture	24,19 \$	–	20,89 \$	22,94 \$	25,53 \$	25,62 \$
Volume des opérations	731 585	–	332 360	826 978	406 590	1 109 855
Mars						
Haut	23,61 \$	–	20,50 \$	22,71 \$	25,11 \$	25,27 \$
Bas	23,00 \$	–	19,97 \$	21,75 \$	24,76 \$	24,99 \$
Clôture	23,23 \$	–	20,13 \$	21,93 \$	24,95 \$	25,17 \$
Volume des opérations	1 770 656	–	575 485	492 867	389 277	607 229
Février						
Haut	23,52 \$	–	20,47 \$	22,41 \$	25,00 \$	25,12 \$
Bas	23,02 \$	–	20,11 \$	21,80 \$	24,60 \$	24,75 \$
Clôture	23,12 \$	–	20,39 \$	22,30 \$	24,97 \$	25,10 \$
Volume des opérations	244 713	–	357 933	502 010	430 852	969 637
Janvier						
Haut	24,47 \$	–	20,67 \$	22,42 \$	25,30 \$	24,99 \$
Bas	23,10 \$	–	20,13 \$	21,56 \$	24,60 \$	24,74 \$
Clôture	23,28 \$	–	20,44 \$	22,11 \$	24,79 \$	24,78 \$
Volume des opérations	474 850	–	192 252	177 153	1 860 968	1 452 897

Les actions privilégiées de premier rang à dividendes cumulatifs rachetables, série Y de TCPL étaient inscrites à la cote de la TSX sous le symbole TCA.PR.Y jusqu'à leur rachat le 5 mars 2014

ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE Y

Mois	Série Y (TCA.PR.Y)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Mars 2014	50,25 \$	50,24 \$	50,25 \$	2 060
Février 2014	50,25 \$	50,13 \$	50,25 \$	37 465
Janvier 2014	50,36 \$	49,85 \$	50,15 \$	151 322

Administrateurs et dirigeants

Au 12 février 2015, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 441 744 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 12 février 2015 (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 GardaWorld International (gestion du risque et services de sécurité) depuis avril 2008. Membre du conseil consultatif de Paradigm Capital Inc. (courtier en valeurs) depuis 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 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
Paula Rosput Reynolds Seattle (Washington) États-Unis	Présidente et chef de la direction de PreferWest, LLC (groupe consultatif sur les affaires) depuis octobre 2009. Administratrice de BAE Systems plc. (aérospatiale, défense, sécurité de l'information) depuis avril 2011 et de Delta Air Lines, Inc. (transporteur aérien) depuis août 2004. 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	Président et chef de la direction de Devon Energy Corporation (Devon) (pétrole et gaz, exploration et production, infrastructures énergétiques) depuis 2010 (président depuis 2004). Administrateur de Devon depuis 2007 et de BOK Financial Corp. (services financiers) depuis 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
Mary Pat Salomone ⁽³⁾ Naples (Floride) États-Unis	Administratrice de sociétés. Vice-présidente principale et chef de l'exploitation de The Babcock & Wilcox Company (B&W) (infrastructures énergétiques) de janvier 2010 à juin 2013. Directrice de l'expansion des affaires de 2009 à 2010. Administratrice de United States Enrichment Corporation (matières de base, énergie nucléaire) de décembre 2011 à octobre 2012.	2013

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
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 C&C Energia Ltd. (pétrole et gaz) de mai 2010 à décembre 2012 et d'Orleans Energy Ltd. (pétrole et gaz) d'octobre 2008 à décembre 2010. Administrateur de Pengrowth Corporation (l'administrateur de Pengrowth Energy Trust) d'octobre 2006 à décembre 2010.	2006
Siim A. Vanaselja ⁽⁴⁾ Westmount (Québec) Canada	Administrateur de sociétés. Vice-président exécutif et chef des affaires financières de BCE Inc. (télécommunications et médias) depuis janvier 2001. Administrateur de Bell Média depuis mars 2011, de Bell Aliant Communications régionales Inc. depuis juillet 2008, de BCE Ventures Inc. depuis avril 2002 et de Bimcor Inc. depuis novembre 1996. 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. Administrateur de Société en commandite Groupe CH d'août 2009 à août 2012.	2014
Richard E. Waugh Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Ancien président adjoint, président et chef de la direction de La Banque de Nouvelle-Écosse (Banque Scotia) (banque à charte) jusqu'en janvier 2014. Administrateur de Catalyst Inc. (organisme sans but lucratif) de février 2007 à novembre 2013 et président du conseil consultatif de Catalyst Canada Inc. de février 2007 à octobre 2013.	2012

- (1) 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) 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.
- (4) M. Vanaselja est entré au conseil en date du 2 mai 2014.

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 12 février 2015, sont indiqués ci-après. M^{me} Reynolds a été nommé présidente du comité des ressources humaines avec prise d'effet le 2 mai 2014.

Administrateur	Comité d'audit	Comité de la gouvernance	Comité santé, sécurité et environnement	Comité des ressources humaines
Kevin E. Benson	Président	✓		
Derek H. Burney	✓	Président		
Paule Gauthier			✓	✓
S. Barry Jackson (président)		✓		✓
Paula Rospud Reynolds			✓	Présidente
John Richels			✓	✓
Mary Pat Salomone	✓		✓	
D. Michael G. Stewart	✓		Président	
Siim A. Vanaselja	✓	✓		
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	Avant juillet 2010, chef de l'exploitation depuis juillet 2009 et président, Pipelines depuis juin 2006.
James M. Baggs	Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie	Avant mars 2014, premier vice-président, Exploitation et ingénierie. Avant juin 2012, vice-président, Exploitation et ingénierie depuis juillet 2009.
Kristine L. Delkus	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. Johannson	Vice-président directeur et président, Gazoducs	Avant novembre 2012, premier vice-président, Pipelines canadiens et de l'est des États-Unis. Avant janvier 2011, premier vice-président, Électricité commerciale depuis janvier 2006.
Donald R. Marchand	Vice-président directeur et chef des finances	Avant juillet 2010, vice-président, Finances et trésorier depuis septembre 1999.
Paul E. Miller	Vice-président directeur et président, Pipelines de liquides	Avant mars 2014, premier vice-président, Oléoducs. Avant décembre 2010, vice-président, Oléoducs. Avant juillet 2010, vice-président, Pipeline Keystone depuis mai 2008 (TCPL).
Alexander J. Pourbaix	Vice-président directeur et président, Développement	Avant mars 2014, président, Énergie et oléoducs. Avant juillet 2010, président, Énergie depuis juin 2006 et vice-président directeur, Expansion de l'entreprise depuis juillet 2009.
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. Avant juillet 2010, vice-président et directeur général, Électricité pour le nord-est des États-Unis depuis mai 2008 (TCPL).

Dirigeants de la société

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Sean M. Brett	Vice-président et trésorier	Avant juillet 2010, vice-président, Exploitation commerciale de TC PipeLines GP, Inc. et directeur, Exploitation de la société en commandite (TCPL).
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Vice-président, Fiscalité depuis avril 2002.
Joel E. Hunter	Vice-président, Finances	Avant juillet 2010, directeur, Finances depuis janvier 2008.
Christine R. Johnston	Vice-présidente, Droit et secrétaire	Avant juin 2014, vice-présidente et secrétaire. Avant mars 2012, vice-présidente, Droit financier. Avant janvier 2010, vice-présidente, Droit du développement organisationnel.
Garry E. Lamb	Vice-président, Gestion des risques	Vice-président, Gestion des risques depuis octobre 2001.
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 étroitement 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 12 février 2015 sont Kevin E. Benson (président), Derek H. Burney, Mary Pat Salomone, D. Michael G. Stewart et Siim A. Vanaselja. Richard E. Waugh a assisté aux réunions du comité d'audit à titre d'observateur jusqu'à ce qu'il quitte son poste de président adjoint de la Banque Scotia le 31 janvier 2014 et a été un membre votant du comité du 1^{er} février au 2 mai 2014. M. Vanaselja a été nommé membre du comité d'audit avec prise l'effet le 2 mai 2014.

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. Benson et M. Vanaselja 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.

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.

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 et, de 2001 à 2007, elle a 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 a siégé et continue de siéger au conseil de plusieurs sociétés ouvertes et autres organismes, ainsi qu'au comité d'audit de certains de ces conseils. M. Stewart a occupé plusieurs postes de cadre supérieur au sein de Westcoast Energy Inc., dont celui de vice-président directeur, Expansion des affaires. Il œuvre dans le secteur canadien de l'énergie depuis plus de 40 ans.

Siim A. Vanaselja

M. Vanaselja est membre de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario et est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en administration des affaires de la Schulich School of Business. M. Vanaselja est vice-président exécutif et chef des affaires financières de BCE Inc. et de Bell Canada depuis janvier 2001 et a occupé antérieurement les fonctions de vice-président exécutif et de chef des affaires financières de Bell Canada International. Auparavant, il a été associé au sein du cabinet d'experts-comptables KPMG Canada à Toronto. M. Vanaselja a siégé et continue de siéger au conseil d'administration de plusieurs autres sociétés, dont Great-West Lifeco Inc. et Maple Leaf Sports and Entertainment Ltd. Il a aussi 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.

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 \$)	2014	2013
Honoraires d'audit	6,4 \$	6,4 \$
<ul style="list-style-type: none"> audit des états financiers consolidés annuels services liés aux dépôts ou aux missions prévus par la loi et réglementaires examen 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	0,7
<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	7,1 \$	7,3 \$

Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation

Les poursuites judiciaires, les arbitrages et les actions font partie de la conduite des affaires. Bien qu'il nous soit impossible de prévoir avec certitude l'issue de ces poursuites et actions, la direction ne s'attend pas à ce que des poursuites ou des actions en cours aient une incidence importante sur notre situation financière, 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.

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 2014 ni n'a conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires avant l'exercice clos le 31 décembre 2014 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

- Des renseignements supplémentaires concernant TransCanada se trouvent sous le profil de TransCanada sur SEDAR (www.sedar.com).
- 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 soumettant la demande au secrétaire de TransCanada.
- De l'information financière supplémentaire se trouve dans les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de TransCanada pour son dernier exercice terminé.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	Baril par jour
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
GWh	Gigawattheure
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 dans les actifs utilisés pour fournir des services de transport sur nos gazoducs
base d'investissement	Comprend les actifs moyens annuels de 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
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
Proposition de restructuration au Canada	Proposition visant la proposition de restructuration de la structure commerciale et des conditions du service du réseau principal au Canada ainsi que la demande relative aux droits définitifs pour 2012 et 2013
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
PFUPC	Provision pour les fonds utilisés pendant la construction
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Termes désignant des organismes gouvernementaux et de réglementation

CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
EPA	Environmental Protection Agency (États-Unis)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
IESO	Independent Electricity System Operator
NYSIO	New York Independent System Operator
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (Nord-Est des États-Unis)
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis

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 d'administration a délégué au comité d'audit certains pouvoirs qu'il peut exercer au nom du conseil.

2. RÔLES ET RESPONSABILITÉS

I. Nomination des auditeurs externes de la Société

Sous réserve de confirmation par les auditeurs externes en ce qui concerne leur conformité aux exigences d'inscription en vertu de la réglementation canadienne et américaine, le comité d'audit recommande au conseil la nomination des auditeurs externes, 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 aux auditeurs externes 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.

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

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 d'information 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 les auditeurs externes 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 les auditeurs externes 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 les auditeurs externes;
- 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 les auditeurs externes 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 des auditeurs externes 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 les auditeurs externes 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 les auditeurs externes 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 les plans d'audit des auditeurs internes de la Société y compris le degré de coordination entre ces plans et ceux des auditeurs externes, 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 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;
- e) veiller à ce que l'auditeur interne puisse communiquer avec le président du comité d'audit et avec le président du conseil ainsi qu'avec 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 les auditeurs externes

- a) Examiner les lettres, rapports ou autres communications de la part des auditeurs externes 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 aux auditeurs externes 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 des auditeurs externes, laquelle précise toutes les relations qu'entretiennent les auditeurs externes avec la Société;
- c) rencontrer séparément les auditeurs externes afin d'analyser avec eux tout problème ou toute difficulté qu'ils auraient 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 les auditeurs externes 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 des auditeurs externes sur leurs 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 les auditeurs externes 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 les auditeurs externes, y compris l'associé principal de l'équipe d'audit externe;
- g) veiller au roulement de l'associé principal (ou coordonnateur) de l'audit qui est le principal responsable de l'audit et de l'associé responsable d'examiner l'audit tel que requis par la loi, mais au moins tous les cinq ans.

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

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

VII. Supervision à l'égard de certaines politiques

- a) Examiner la mise en œuvre et la modification des politiques et des initiatives de programme jugées souhaitables par la direction ou le comité d'audit à l'égard des codes 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 des auditeurs externes actuels et anciens (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 des auditeurs externes 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 (le « 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 des auditeurs ainsi que la fin de leur service.

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 aux auditeurs externes. 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 internes et externes.

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 les auditeurs externes, 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, les auditeurs internes et les auditeurs externes 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 les auditeurs externes quant à tout service de technologie de l'information, d'audit interne ou services autres que l'audit fourni par les auditeurs externes à la Société et à ses filiales.