

TransCanada Corporation

Notice annuelle 2013

Le 19 février 2014



# Table des matières

<b>Présentation de l'information</b> .....	<b>2</b>
<b>Information prospective</b> .....	<b>2</b>
<b>TransCanada Corporation</b> .....	<b>3</b>
Structure de l'entreprise .....	3
Liens intersociétés .....	4
<b>Développement général de l'activité</b> .....	<b>4</b>
Faits nouveaux concernant les gazoducs .....	4
Faits nouveaux concernant les oléoducs .....	9
Faits nouveaux concernant l'énergie .....	11
<b>Activités de TransCanada</b> .....	<b>15</b>
Activités relatives aux gazoducs .....	15
Activités relatives aux oléoducs .....	17
Réglementation des activités relatives aux gazoducs et aux oléoducs .....	18
Activités relatives à l'énergie .....	19
<b>Généralités</b> .....	<b>22</b>
Employés .....	22
Santé, sécurité, protection de l'environnement et politiques sociales .....	22
<b>Facteurs de risque</b> .....	<b>23</b>
<b>Dividendes</b> .....	<b>23</b>
<b>Description de la structure du capital</b> .....	<b>24</b>
Capital-actions .....	24
<b>Notes</b> .....	<b>27</b>
DBRS .....	28
Moody's .....	28
S&P .....	29
<b>Marché pour la négociation des titres</b> .....	<b>29</b>
Actions ordinaires .....	29
Actions privilégiées de série 1 .....	30
Actions privilégiées de série 3 .....	30
Actions privilégiées de série 5 .....	30
Actions privilégiées de série 7 .....	31
<b>Administrateurs et dirigeants</b> .....	<b>31</b>
Administrateurs .....	31
Comités du conseil .....	33
Dirigeants .....	33
Conflits d'intérêts .....	35
<b>Gouvernance</b> .....	<b>35</b>
<b>Comité d'audit</b> .....	<b>36</b>
Formation et expérience pertinentes des membres .....	36
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable .....	37
Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes .....	37
<b>Poursuites judiciaires et mesures des autorités de réglementation</b> .....	<b>37</b>
<b>Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres</b> .....	<b>37</b>
<b>Intérêts des experts</b> .....	<b>37</b>
<b>Renseignements supplémentaires</b> .....	<b>38</b>
<b>Glossaire</b> .....	<b>39</b>
<b>Annexe A</b> .....	<b>40</b>
<b>Annexe B</b> .....	<b>41</b>

## 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 2013 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 19 février 2014 (**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](http://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 société — 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
- 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
- l'exécution de nos contreparties
- les changements du contexte politique
- les changements aux lois et aux règlements, notamment les lois et règlements environnementaux
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie
- la construction et la réalisation de projets d'immobilisations
- les coûts de la main-d'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.

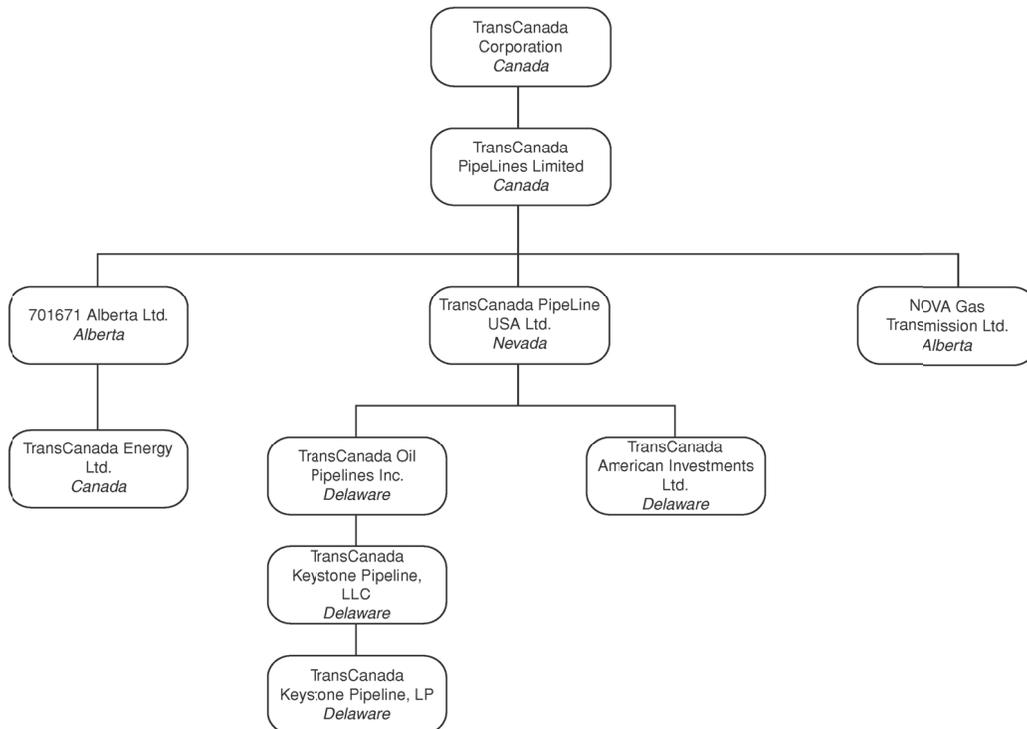
## TransCanada Corporation

### 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, à l'exception de TransCanada Keystone Pipeline, LP dont TransCanada détient indirectement la totalité des participations.



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 *oléoducs* et l'*énergie*. Les gazoducs et les oléoducs comprennent principalement nos gazoducs et nos oléoducs 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 oléoducs 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 2014 sont décrits ci-après.

### FAITS NOUVEAUX CONCERNANT LES GAZODUCS

#### Pipelines au Canada

Date	Description du fait nouveau
<b>Réseau de NGTL (anciennement appelé le réseau de l'Alberta) et projets d'agrandissement</b>	
Janvier 2011	Nous avons reçu l'approbation de l'Office national de l'énergie (ONÉ) pour la construction du pipeline Horn River.
Mars 2011	Nous avons commencé la construction du pipeline Horn River de 275 M\$. Nous avons également signé une convention afin de prolonger le pipeline Horn River d'environ 100 kilomètres (km) (62 milles). Une demande d'approbation pour la construction et l'exploitation de ce prolongement a été déposée auprès de l'ONÉ en octobre 2011.

Date	Description du fait nouveau
Août 2011	L'ONÉ a approuvé la construction d'un prolongement de 24 km (15 milles) du pipeline Groundbirch, et la construction a commencé.
Octobre 2011	L'intégration commerciale du réseau de NGTL et du réseau d'ATCO Pipelines ( <b>ATCO</b> ) a commencé. Aux termes d'une convention, les installations du réseau de NGTL et du réseau d'ATCO font l'objet d'une exploitation commerciale en tant que réseau de transport unique, et nous fournissons aux clients des services de transport conformément au tarif et à l'ensemble des taux et des services du réseau de NGTL. La convention définit en outre des régions géographiques distinctes en Alberta pour la construction de nouvelles installations par le réseau de NGTL et par le réseau d'ATCO.
Octobre 2011	L'ONÉ a approuvé la construction de projets de gazoducs pour le réseau de NGTL.
Novembre-décembre 2011	Les décisions réglementaires aux termes desquelles l'intégration commerciale du réseau de NGTL et du réseau d'ATCO a été autorisée ont fait l'objet d'appels à la Cour fédérale d'appel. Nous avons continué à collaborer avec ATCO afin de recueillir de l'information pour l'étape finale de l'intégration, qui consiste à échanger des actifs d'égale valeur et qui devra être approuvée à la fois par l'Alberta Utilities Commission et par l'ONÉ.
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 ( <b>C.-B.</b> ). Le total des volumes sous contrat pour Horn River, y compris le prolongement, devrait atteindre environ 900 millions de pieds cubes par jour ( <b>Mpi<sup>3</sup>/j</b> ) d'ici 2020.
Juin 2012	L'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. Le coût prévu de l'agrandissement est d'environ 160 M\$.
Décembre 2012	Les règlements actuels à l'égard du réseau de NGTL ont expiré. Les droits définitifs pour 2013 devaient être établis soit par de nouveaux règlements, soit par des instances tarifaires et des ordonnances résultant de la décision de l'ONÉ à l'égard de la proposition de restructuration au Canada.
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.
Août 2013	Nous avons conclu des conventions visant des services de transport garanti d'environ deux milliards de pieds cubes par jour ( <b>Gpi<sup>3</sup>/j</b> ) 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 <b>projet North Montney</b> ). Le projet North Montney proposé 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 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 deux Gpi <sup>3</sup> /j et les volumes de livraison au projet PRGT devraient s'établir à environ 2,1 Gpi <sup>3</sup> /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.
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 <b>règlement de NGTL pour 2013-2014</b> ). Aux termes du règlement, le rendement était fixé à 10,1 % 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 <sup>er</sup> septembre 2013, en attendant qu'une décision soit rendue à l'égard de la demande de règlement.
Novembre 2013	Nous avons déposé une demande auprès de l'ONÉ pour construire et exploiter le projet North Montney. Le coût en capital du projet est estimé à 1,7 G\$, et le projet consiste en un pipeline d'environ 300 km (186 milles).
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. Nous nous attendons à ce que les droits définitifs de 2014 pour le réseau de NGTL soient établis conformément au processus de règlement relatif au réseau de NGTL.
<b>Réseau principal au Canada</b>	
Janvier-février 2011	Nous avons reçu l'approbation de droits provisoires révisés prenant effet le 1 <sup>er</sup> mars 2011; les droits provisoires ont ainsi été augmentés par rapport aux droits provisoires courants, qui étaient fondés sur les droits définitifs de 2010, afin de mieux correspondre aux droits calculés conformément au règlement de 2007-2011 conclu avec les parties intéressées.
Septembre 2011	En réponse à l'évolution de la configuration des expéditions sur le réseau principal au Canada, nous avons élaboré une proposition de restructuration d'entreprise et de services complète. La proposition de restructuration au Canada a été déposée auprès de l'ONÉ à l'issue de longues discussions et négociations avec nos expéditeurs. L'ONÉ a établi des droits provisoires pour 2012 fondés sur les droits définitifs approuvés pour 2011.

Date	Description du fait nouveau
Novembre-décembre 2011	Nous avons demandé et obtenu l'autorisation de mettre en application des droits provisoires pour 2012 sur le réseau principal au Canada avec prise d'effet le 1 <sup>er</sup> janvier 2012, au même niveau que les droits définitifs alors approuvés pour 2011. L'ONÉ a approuvé notre demande relative aux droits définitifs de 2011 pour le réseau principal au Canada au niveau des droits qui étaient facturés sur une base provisoire. Les droits définitifs de 2011 ont été calculés conformément aux méthodes approuvées antérieurement pour les droits et ont été fondés sur les principes contenus dans le règlement de 2007-2011 intervenu avec les parties intéressées, des redressements ayant été apportés afin de réduire l'incidence des droits. Certains aspects des besoins en produits des activités ordinaires de 2011 ont été intégrés à la proposition de restructuration 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 <sup>3</sup> /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.
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 ( <b>CASD</b> ) 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.
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 <sup>3</sup> /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 <b>règlement avec les sociétés de distribution locales</b> ) qui a été déposé auprès de l'ONÉ aux fins d'approbation en décembre 2013. S'il est approuvé, le règlement avec les sociétés de distribution locales établira 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 sont calculés en fonction d'un RCA de base de 10,10 % sur un capital-actions ordinaires réputé de 40 %. Le règlement prévoit 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 permettra 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 vise 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 prévoit 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. La décision de l'ONÉ demeure en vigueur en attendant l'issue de la demande relative au règlement avec les sociétés de distribution locales.
Janvier 2014	Les expéditeurs du réseau principal au Canada ont décidé de renouveler leurs contrats pour un volume d'environ 2,5 Gpi <sup>3</sup> /j jusqu'en novembre 2016, ce qui représente un volume substantiel, surtout pour les expéditeurs canadiens.
<b>Pipelines aux États-Unis</b>	
<b>Gas Transmission Northwest LLC (GTN)</b>	
Mai 2011	Nous avons conclu la vente d'une participation de 25 % dans GTN et dans Bison Pipeline LLC ( <b>Bison</b> ) à TC PipeLines, LP ( <b>TCLP</b> ), la valeur totale de l'opération étant de 605 M\$ US, ce qui comprend une somme de 81 M\$ US représentant 25 % de l'encours de la dette de GTN.

Date	Description du fait nouveau
Novembre 2011	La Federal Energy Regulatory Commission ( <b>FERC</b> ) a approuvé une entente de règlement intervenue entre GTN et ses expéditeurs à l'égard de nouveaux tarifs de transport devant être en vigueur entre janvier 2012 et décembre 2015. Ce règlement exige aussi que GTN dépose de nouveaux tarifs qui entreront en vigueur en janvier 2016.
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. Nous détenons également une participation de 28,9 % dans TCLP, dont nous sommes le commandité.
<b>Bison</b>	
Janvier 2011	L'exploitation commerciale du gazoduc Bison a commencé.
Mai 2011	Nous avons conclu la vente d'une participation de 25 % dans GTN et dans Bison à TCLP, la valeur totale de l'opération étant de 605 M\$ US, ce qui comprend une somme de 81 M\$ US représentant 25 % de l'encours de la dette de GTN.
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. Nous détenons également une participation de 28,9 % dans TCLP, dont nous sommes le commandité.
<b>Great Lakes</b>	
Novembre 2013	Great Lakes a reçu l'approbation de la FERC à l'égard d'un règlement tarifaire intervenu avec ses expéditeurs qui a eu pour effet d'augmenter d'environ 21 % les taux repère maximaux, ce qui a entraîné une légère hausse des produits des activités ordinaires tirés de ses contrats prévoyant des taux repère. Le règlement prévoit un moratoire de 17 mois prenant fin en mars 2015 et nous oblige à appliquer de nouveaux taux d'ici le 1 <sup>er</sup> janvier 2018.
<b>Northern Border</b>	
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.
<b>Pipeline d'ANR</b>	
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 (la <b>S.A.R.L.</b> ), qui permettent à la S.A.R.L. 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	La S.A.R.L. est entrée en exploitation commerciale.
<b>Projet d'inversion du latéral Lebanon</b>	
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 <sup>3</sup> /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. Ces modifications devraient être réalisées au premier trimestre de 2014. Les volumes sous contrat augmenteront au cours de 2014, ce qui générera des bénéfices supplémentaires. Le projet accroîtra 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.
<b>Pipelines mexicains</b>	
<b>Projets de pipelines Topolobampo et Mazatlán</b>	
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 <sup>3</sup> /j, dont le coût est estimé à 1 G\$ US, qui transportera du gaz depuis El Encino, dans l'État de Chihuahua, et qui sera interconnecté avec des pipelines de tiers entre El Oro, dans l'État de Sinaloa et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.
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 <sup>3</sup> /j reliant El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, dont le coût est estimé à 400 M\$ US.
Premier trimestre de 2014	Les activités de délivrance de permis et d'ingénierie 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.
<b>Projet de prolongement du pipeline Tamazunchale</b>	
Février 2012	Nous avons signé un contrat avec la 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.

Date	Description du fait nouveau
Premier trimestre de 2014	La construction du projet de prolongement du pipeline Tamazunchale de 500 M\$ US progresse, mais des retards se sont produits en raison d'un certain nombre de découvertes archéologiques dans la trajectoire du pipeline. Compte tenu de ces découvertes et des modifications qui devront être apportées à la construction en conséquence, la date d'entrée en service du projet sera reportée au deuxième trimestre de 2014. Étant donné que ce type de découvertes n'est pas rare dans les projets d'infrastructures importants au Mexique, ces retards font l'objet d'une dispense contractuelle. Nous continuons à travailler avec les autorités locales, étatiques et fédérales pour réduire le plus possible la perturbation du sol sur les sites concernés ainsi que l'incidence sur la date d'entrée en service prévue.
<b>Guadalajara</b>	
Juin 2011	Le pipeline Guadalajara a été achevé. Nous et la CFE avons convenu d'ajouter une station de compression de 60 M\$ US au pipeline.
Premier trimestre de 2013	La station de compression est entrée en service.
<b>Projets de pipelines de GNL</b>	
<b>Coastal GasLink</b>	
Juin 2012	Nous avons été choisis pour concevoir et construire le projet Coastal GasLink proposé et en être les propriétaires-exploitants. Ce pipeline d'environ 4 G\$ et d'une longueur de 650 km (404 milles) devrait avoir une capacité initiale de 1,7 Gpi <sup>3</sup> /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 une demande de certificat d'évaluation environnementale auprès de l'Environmental Assessment Office de la C.-B. ( <b>BCEAO</b> ). Nous nous employons actuellement à solliciter l'engagement de la collectivité, du propriétaire foncier, du gouvernement et des Premières nations, tandis que le processus réglementaire relatif au projet suit son cours. Le pipeline entrerait en service vers la fin de la décennie, sous réserve d'une décision d'investissement définitive 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.
<b>Projet de transport du gaz de Prince Rupert (TGPR)</b>	
Janvier 2013	Nous avons été choisis pour concevoir et construire le projet TGPR proposé de 5 G\$ 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 de GNL proposée de Pacific Northwest située près de Prince Rupert, en C.-B. Nous nous employons actuellement à solliciter l'engagement des Premières nations, de la collectivité, du propriétaire foncier et du gouvernement, tandis que le processus réglementaire relatif au projet TGPR suit son cours auprès du BCEAO. Nous continuons à préciser notre corridor d'étude en fonction des consultations et des études détaillées réalisées à ce jour. Après l'obtention des approbations réglementaires définitives, une décision d'investissement définitive devrait être prise à l'égard de la construction du projet, dont l'entrée en service est prévue pour la fin de 2018. Nous continuons à faire avancer ce projet, et la totalité des coûts seraient recouvrables s'il n'était pas donné suite au projet.
<b>Projet de GNL de l'Alaska</b>	
Mars 2012	Trois producteurs importants (les <b>producteurs du versant nord de l'Alaska</b> ), ainsi que nous-mêmes, grâce à notre participation au projet de GNL de l'Alaska, avons annoncé que les sociétés ont convenu d'un plan de travail visant à commercialiser les ressources de gaz naturel du versant nord au moyen d'une option GNL. Cela comporterait la construction d'un gazoduc du versant nord jusqu'à Valdez, en Alaska, où le gaz serait liquéfié et expédié aux marchés internationaux.
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.
Janvier 2014	L'État de l'Alaska propose une nouvelle loi qui remplacerait la loi intitulée <i>Alaska Gasline Inducement Act</i> et qui permettrait l'établissement d'une nouvelle entente commerciale avec nous, les producteurs du versant nord de l'Alaska et l'Alaska Gasline Development Corp. Il a par ailleurs été convenu que, compte tenu de la conjoncture actuelle du marché, un projet d'exportation de GNL, plutôt qu'un gazoduc vers l'Alberta, constitue la meilleure façon de commercialiser les ressources de gaz du versant nord de l'Alaska. Deux années d'ingénierie de base devraient s'écouler avant que d'autres engagements ne soient pris en vue de la commercialisation du projet.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux gazoducs figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Au sujet de la société — Stratégie à long terme, 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 OLÉODUCS

Date	Description du fait nouveau
<b>Réseau de pipelines Keystone</b>	
Janvier 2011	Des modifications d'exploitation requises ont été réalisées à la section de conversion canadienne du réseau de pipelines Keystone. Par conséquent, le réseau a pu fonctionner selon la pression nominale approuvée.
Février 2011	La mise en service commerciale de la deuxième section de Keystone prolongeant le pipeline de Steele City, au Nebraska, jusqu'à Cushing, en Oklahoma (le <b>prolongement vers Cushing</b> ) a été réalisée et la Société a commencé à inscrire des bénéfices pour la première section de Keystone, qui livre du pétrole de Hardisty, en Alberta, à Wood River et Patoka, en Illinois ( <b>Wood River/Patoka</b> ).
Mai 2011	Des droits révisés sont entrés en vigueur pour la section Wood River/Patoka.
Deuxième trimestre de 2011	La Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration du Department of Transportation des États-Unis a délivré une ordonnance exigeant des mesures correctives pour Keystone par suite de deux incidents en surface aux stations de pompage dans le Dakota du Nord et au Kansas. Nous avons déposé un plan de redémarrage auprès de la Pipeline and Hazardous Material Safety Administration des États-Unis, qui a été approuvé en juin 2011.
Février 2012	Nous avons annoncé que ce qui avait été auparavant le projet de pipeline entre Cushing et la côte américaine du golfe du Mexique faisant partie 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 la section du prolongement vers Cushing du réseau de pipelines Keystone 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 le 1 <sup>er</sup> juillet 2012.
Janvier 2014	Nous avons achevé la construction du projet de pipeline Gulf Coast de 36 pouces d'une longueur de 780 km (485 milles) du réseau de pipelines Keystone. Le service de transport du pétrole brut associé à ce projet a débuté le 22 janvier 2014. Selon nos projections, la capacité du pipeline devrait s'établir en moyenne à 520 000 bpj pendant la première année d'exploitation.
<b>Pipeline Houston Lateral et terminal</b>	
Quatrième trimestre de 2013	Les travaux de construction, de 400 M\$ US, du pipeline Houston Lateral d'une longueur de 77 km (48 milles) et du terminal avec réservoir destinés au transport de pétrole brut aux raffineries de Houston, au Texas, ont progressé. Selon nos prévisions, la capacité du latéral devraient être semblable à celle du projet Gulf Coast et 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 milieu de 2015.
<b>Cushing Marketlink</b>	
Octobre 2012	Nous avons commencé la construction des installations de réception 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. La construction des installations de réception Cushing Marketlink à Cushing, en Oklahoma, se poursuit et devrait s'achever au second semestre de 2014.
<b>Keystone XL</b>	
Août 2011	Nous avons reçu un énoncé des incidences environnementales finales au sujet de la demande de permis présidentiel américain pour Keystone XL.
Novembre 2011	Le Département d'État des États-Unis a annoncé qu'une analyse plus poussée des options de tracés pour Keystone XL devrait être étudiée, l'accent étant mis sur la région Sandhills du Nebraska.
Décembre 2011	Nous avons annoncé que nous avons reçu des engagements fermes supplémentaires à l'appui de Keystone XL après la conclusion de l'appel de soumissions pour Keystone Houston Lateral, qui a commencé en août 2011.
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 du projet 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 ( <b>DEQN</b> ) 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.

Date	Description du fait nouveau
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 bpi 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 ( <b>ECDIE</b> ) de 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 ( <b>GES</b> ) 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 le projet Keystone XL revenait à la commission de la fonction publique de l'État plutôt qu'au gouverneur Dave Heineman. Nous nous apprêtons à analyser le jugement et à décider des prochaines mesures à prendre. Le procureur général du Nebraska a porté l'affaire en appel. Nous prévoyons que le pipeline, qui reliera Hardisty, en Alberta, à Steele City, au Nebraska, entrera en service environ deux ans après l'obtention du permis présidentiel. Le coût estimatif de 5,4 G\$ US augmentera selon le moment où le permis est délivré et les conditions de celui-ci. Toute augmentation du coût en capital au-delà de l'estimation initiale, jusqu'à concurrence d'un montant stipulé, est partagée entre nous et les expéditeurs, de sorte que 75 % de la variation du coût en capital sont pris en compte dans le paiement fixe que nous recevons. Toute augmentation du coût en capital au-delà du montant stipulé est partagée également entre nous et les expéditeurs. Au 31 décembre 2013, nous avons investi 2,2 G\$ dans le projet.
<b>Pipeline Energy East</b>	
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 poursuivons le projet de pipeline Energy East d'une capacité de 1,1 million de bpi, à l'égard duquel des contrats de service garanti à long terme ont été obtenus pour un volume d'environ 900 000 bpi 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. Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait commencer les livraisons au Québec en 2018, puis entrer en service au Nouveau-Brunswick vers la fin de 2018. Nous avons commencé à solliciter l'engagement des communautés autochtones et des parties intéressées et entamé le travail de terrain connexe dans le cadre de la conception et de la planification initiales. Nous avons l'intention de déposer les demandes d'approbations réglementaires requises au milieu de 2014 pour construire et exploiter le projet de pipeline et les installations terminales.
<b>Pipeline Northern Courier</b>	
Août 2012	Nous avons annoncé que nous avons été choisis par Fort Hills Energy Limited Partnership ( <b>FHELP</b> ) 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. ( <b>Suncor</b> ) et à deux autres sociétés.
Avril 2013	Nous avons déposé une demande de permis auprès de l'Alberta Energy Regulator ( <b>AER</b> ) après avoir réalisé le processus d'engagement des communautés autochtones et des parties intéressées et le travail de terrain connexe requis.
Octobre 2013	Suncor a annoncé que FHELP met à exécution le projet minier de sables bitumineux Fort Hills et prévoit commencer à produire du pétrole brut en 2017. Notre projet de pipeline Northern Courier, dont le coût est estimé à 800 M\$, transportera du bitume et du diluant entre le site minier Fort Hills et le terminal de Suncor situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.

Date	Description du fait nouveau
<b>Pipeline Heartland et terminaux TC</b>	
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. Les projets comprendront un pipeline de pétrole brut de 200 km (125 milles) reliant le marché d'Edmonton/Heartland, en Alberta, aux installations d'Hardisty, en Alberta, ainsi qu'une installation terminale dans le centre industriel Heartland au nord d'Edmonton, en Alberta. Nous prévoyons que le pipeline pourra transporter jusqu'à 900 000 bpj et que le terminal aura une capacité de stockage 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 en 2016.
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 des parties intéressées et le travail de terrain connexe requis.
Février 2014	La demande à l'égard de l'installation terminale a été approuvée.
<b>Terminal de Keystone à Hardisty</b>	
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 bpj 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.
Mai 2013	Nous avons commencé la construction du terminal de Keystone à Hardisty, qui aura selon nos prévisions une capacité de stockage maximale de 2,6 millions de barils de pétrole brut. Le terminal de pétrole brut de 300 M\$ à Hardisty, en Alberta, devrait entrer en service en 2016.
<b>Pipeline Grand Rapids</b>	
Octobre 2012	Nous avons annoncé que nous avons conclu des conventions obligatoires avec un partenaire afin de développer le pipeline Grand Rapids dans le nord de l'Alberta. Nous et notre partenaire serons chacun propriétaire de 50 % du projet et exploiterons le réseau, qui devrait coûter 3 G\$. Notre partenaire a conclu un engagement à long terme pour l'expédition de pétrole brut et de diluant sur ce 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 des parties intéressées et le travail de terrain connexe requis. Le réseau de pipelines doubles pourrait transporter jusqu'à 900 000 bpj de pétrole brut et 330 000 bpj de diluant. Sous réserve des approbations réglementaires, le réseau devrait être mis en service en plusieurs étapes, le transport du pétrole brut initial devant commencer au plus tard au milieu de 2015 et la mise en service du réseau au complet étant prévue pour le second semestre de 2017.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux oléoducs figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Au sujet de la société — Stratégie à long terme, Oléoducs — Résultats, Oléoducs — Perspectives, Oléoducs — Les rouages du secteur des oléoducs* et *Oléoducs — Faits marquants*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

## FAITS NOUVEAUX CONCERNANT L'ÉNERGIE

Date	Description du fait nouveau
<b>Énergie solaire en Ontario</b>	
Décembre 2011	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. ( <b>Canadian Solar</b> ), 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 solaires est actuellement vendue ou sera vendue aux termes de CAE d'une durée de 20 ans avec l'OEO.
Juin 2013	Nous avons fait l'acquisition de la première installation pour la somme de 55 M\$.
Septembre 2013	Nous avons fait l'acquisition de deux installations d'énergie solaire pour la somme de 99 M\$.
Décembre 2013	Nous avons fait l'acquisition d'une quatrième installation d'énergie solaire pour la somme de 62 M\$. Nous prévoyons conclure l'acquisition des cinq autres installations en 2014, sous réserve de la réalisation satisfaisante des activités de construction connexes et de l'obtention des approbations réglementaires.
<b>Cancarb Limited et installation de chaleur résiduelle Cancarb</b>	
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 pour la somme de 190 M\$, sous réserve de rajustements de clôture. La vente devrait être conclue à la fin du premier trimestre de 2014.

Date	Description du fait nouveau
<b>Bécancour</b>	
Juin 2011	Hydro-Québec Distribution ( <b>Hydro-Québec</b> ) nous a avisés qu'elle exercerait son option de prolongation de la convention qui prévoit la suspension de la production d'électricité à Bécancour tout au long de l'année 2012. Aux termes de la convention initiale, Hydro-Québec avait l'option de prolonger la suspension tous les ans jusqu'au rétablissement des niveaux régionaux de demande d'électricité.
Juin 2012	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.
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. L'exécution définitive de cette modification est conditionnelle à l'approbation attendue de la Régie de l'énergie.
<b>Sundance</b>	
Janvier 2011	Les réacteurs 1 et 2 de Sundance A ont fait l'objet d'une prétention de force majeure de la part de l'exploitant.
Février 2011	L'exploitant nous a informés qu'il n'était pas économique de remplacer ou de réparer les réacteurs 1 et 2 de Sundance A et que le CAE de Sundance A devait être résilié. Nous avons contesté les deux prétentions de force majeure et de destruction économique dans le cadre du processus de règlement des différends obligatoire prévu dans le CAE. Pendant tout l'exercice 2011, les produits des activités ordinaires et les coûts ont été comptabilisés comme si les arrêts étaient des interruptions de l'approvisionnement conformément aux conditions du CAE.
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. La valeur comptable nette du CAE de Sundance A comptabilisée dans les Actifs incorporels et autres actifs est demeurée entièrement recouvrable.
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 ( <b>ASTC</b> ) 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.
<b>Bruce Power</b>	
Février 2011	La convention de mise en œuvre de la remise à neuf de Bruce Power ( <b>CMORNBP</b> ) a été modifiée pour reporter la date de suspension des paiements de soutien conditionnels pour Bruce A du 31 décembre 2011 au 1 <sup>er</sup> juin 2012. Les paiements de soutien conditionnels reçus de l'OEO par Bruce A correspondent à l'écart entre les prix fixes aux termes de la CMORNBP et les prix du disponible sur le marché. En conséquence, toute la production de Bruce A a été assujettie aux prix du disponible à compter du 1 <sup>er</sup> juin 2012 jusqu'au redémarrage des réacteurs 1 et 2. Bruce Power et l'OEO ont modifié certaines conditions de la CMORNBP en juillet 2009. Les modifications comprenaient : des modifications du mécanisme de prix plancher de Bruce B, le retrait d'un plafond pour les paiements de soutien pour Bruce A, une modification du mécanisme de partage des coûts en capital et l'ajout d'une disposition pour les paiements relatifs à la production réputée à Bruce Power aux prix contractuels dans des circonstances où la production de Bruce A et de Bruce B est réduite en raison des compressions sur le réseau contrôlé par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité en Ontario. Aux termes de la CMORNBP initiale, qui a été signée en 2005, Bruce A s'est engagé à remettre à neuf et à redémarrer les réacteurs 1 et 2 alors au ralenti, à prolonger la durée d'exploitation du réacteur 3 et à remplacer les chaudières à vapeur du réacteur 4. L'alimentation en combustible du réacteur 2 et du réacteur 1 est maintenant achevée et les phases finales de la mise en service du réacteur 2 sont en cours. Sous réserve de l'approbation réglementaire, Bruce Power devrait commencer l'exploitation commerciale du réacteur 2 au premier trimestre de 2012 et l'exploitation commerciale du réacteur 1, au troisième trimestre de 2012.

Date	Description du fait nouveau
Novembre 2011	Bruce Power a commencé l'arrêt West Shift Plus dans le cadre de la stratégie de prolongement de la durée du réacteur 3.
Mars 2012	Bruce Power a reçu l'autorisation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire de mettre en marche le réacteur 2.
Mai 2012	Un incident est survenu dans le générateur électrique du réacteur 2 dans la partie non nucléaire de la centrale, qui a retardé la synchronisation du réacteur 2 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 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. Le réacteur 4 devait être remis en service à la fin du premier trimestre de 2013 après l'exécution d'un programme d'investissement dans un arrêt élargi qui a commencé en août 2012. Ces investissements devraient permettre aux réacteurs 3 et 4 de produire de l'électricité à faible coût au moins jusqu'en 2021.
Août 2012	Nous avons confirmé que la prétention de force majeure soumise par Bruce Power à l'OEO relativement au réacteur 2 (Bruce A) avait été acceptée. La prétention résultait d'un événement survenu en mai 2012 qui avait retardé la synchronisation de ce réacteur avec le réseau électrique de l'Ontario. 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 <sup>er</sup> juillet 2012.
Octobre 2012	Les réacteurs 1 et 2 ont été remis en service après l'achèvement de la remise à neuf. L'incident survenu en mai 2012 au sein de la génératrice électrique du réacteur 2 dans la partie non nucléaire de la centrale a retardé la remise en service des réacteurs. La prétention de force majeure que Bruce Power a soumise à l'OEO a été acceptée en août et Bruce Power a continué à recevoir le prix prévu au contrat pour l'électricité produite pendant la période visée par la force majeure.
Novembre 2012	Les réacteurs 1 et 2 ont tous deux fonctionné à des niveaux de production réduits après leur remise en service, et Bruce Power a déconnecté le réacteur 1 pour un arrêt d'entretien d'environ un mois. Bruce Power prévoit que les pourcentages de disponibilité des réacteurs 1 et 2 augmenteront au fil du temps; toutefois, ces réacteurs n'ont pas fonctionné pendant longtemps et pourraient connaître des taux d'arrêt forcé légèrement supérieurs et des pourcentages de disponibilité réduits en 2013. La disponibilité globale de la centrale pour Bruce A était alors estimée à environ 90 % pour 2013.
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 fonctionner au moins jusqu'en 2021.
Janvier 2014	Corporation Cameco a annoncé qu'elle avait convenu de vendre 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.
<b>Napanee</b>	
Décembre 2012	Nous avons signé un contrat avec l'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. À l'heure actuelle, le projet progresse comme prévu et nous prévoyons que le processus d'obtention des permis s'achèvera à la fin de 2014. 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.
<b>Parc éolien Cartier</b>	
Novembre 2011	Le projet Montagne-Sèche et la première phase du parc éolien Gros-Morne ont été achevés.
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.
<b>CrossAlta</b>	
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. ( <b>CrossAlta</b> ) 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 à notre portefeuille existant en Alberta.
<b>Coolidge</b>	
Mai 2011	La centrale électrique Coolidge a été achevée et mise en service.

Date	Description du fait nouveau
<b>Installations énergétiques aux États-Unis</b>	
Troisième et quatrième trimestres de 2011	Les prix du disponible pour les ventes de capacité dans le marché de la zone J à New York ont été touchés de façon négative par la manière dont le New York Independent System Operator ( <b>NYISO</b> ) 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 le 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'offre 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.
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 ( <b>TEMA</b> ) 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 avait 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. 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. Nous ne prévoyons pas que ce changement aura une incidence sur les prix de capacité dans la zone J en 2014, mais cette nouvelle hypothèse pourrait éventuellement avoir une incidence défavorable sur ces prix de capacité 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 ( <b>NEPOOL</b> ) pourrait éventuellement améliorer les conditions relatives aux prix de capacité en 2018 et par la suite pour nos actifs qui font partie du NEPOOL.

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 — Stratégie à long terme, 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 oléoducs et l'énergie. À la fin de l'exercice et pour l'exercice alors clos, les gazoducs représentaient environ 51 % des produits des activités ordinaires et 47 % de nos actifs totaux; les oléoducs représentaient environ 13 % des produits des activités ordinaires et 25 % de nos actifs totaux; et l'énergie représentait environ 36 % des produits des activités ordinaires et 25 % 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 2013 et 2012.

Produits des activités ordinaires provenant des activités (en millions de dollars)	2013	2012
<b>Gazoducs</b>		
Canada – Marché intérieur	2 718 \$	2 294 \$
Canada – Marché de l'exportation <sup>(1)</sup>	598	751
États-Unis	1 069	1 112
Mexique	112	107
	4 497	4 264
<b>Oléoducs</b>		
Canada – Marché intérieur	-	-
Canada – Marché de l'exportation <sup>(1)</sup>	399	370
États-Unis	725	669
	1 124	1 039
<b>Énergie<sup>(2)</sup></b>		
Canada – Marché intérieur	1 941	1 233
Canada – Marché de l'exportation <sup>(1)</sup>	-	-
États-Unis	1 235	1 471
	3 176	2 704
<b>Total des produits des activités ordinaires<sup>(3)</sup></b>	<b>8 797 \$</b>	<b>8 007 \$</b>

(1) Les exportations comprennent les produits des activités ordinaires attribuables aux livraisons aux pipelines des États-Unis 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
<b>Gazoducs au Canada</b>			
Réseau de NGTL	24 522 km (15 237 milles)	Réseau qui recueille et transporte du gaz naturel en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, au réseau Foothills et à des gazoducs de 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 pour desservir les marchés de l'Est du Canada et du nord-est des États-Unis.	100 %
Foothills	1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière des États-Unis aux fins d'exportation sur les marchés du Midwest des États-Unis, du Pacific Northwest, de la Californie et du Nevada.	100 %
Trans Québec & Maritimes (TQM)	572 km (355 milles)	Réseau raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec qui achemine du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au réseau de Portland qui dessert le nord-est des États-Unis.	50 %

	Longueur	Description	Participation effective
<b>Gazoducs aux États-Unis</b>			
Pipeline d'ANR	16 121 km (10 017 milles)	Pipeline qui transporte du gaz naturel depuis des champs producteurs au Texas et en Oklahoma, des zones côtières et extracôtières du golfe du Mexique et des régions américaines du centre du continent, jusqu'aux marchés de la côte américaine du golfe du Mexique, du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Indiana et de l'Ohio. Ce pipeline se raccorde au réseau Great Lakes.	100 %
Stockage	250 Gpi <sup>3</sup>	Services de stockage de gaz naturel souterrain réglementés d'installations situées au Michigan.	
Bison	487 km (303 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis le bassin de la Powder River, au Wyoming, au pipeline Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous avons la propriété véritable de 50,2 % du réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,9 % dans TCLP.	50,2 %
GTN	2 178 km (1 353 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis le BSOC et les Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde aux réseaux Tuscarora et Foothills. Nous avons la propriété véritable de 50,2 % du réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,9 % dans TCPL.	50,2 %
Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau raccordé au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et près de St. Clair, en Ontario, et interconnecté avec le pipeline d'ANR à Crystal Falls and à Farwell, au Michigan, qui achemine du gaz naturel aux marchés de l'Est du Canada et du Haut-Midwest des États-Unis. Nous avons la propriété véritable de 67 % du réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28,9 % dans TCLP.	67 %
Iroquois	666 km (414 milles)	Gazoduc raccordé au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, qui dessert des clients du nord-est des États-Unis.	44,5 %
North Baja	138 km (86 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis l'Arizona jusqu'à la Californie et qui se raccorde au réseau d'un tiers à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous avons la propriété véritable de 28,9 % du réseau par le truchement de notre participation dans TCLP.	28,9 %
Northern Border	2 265 km (1 407 milles)	Réseau de transport de gaz naturel qui traverse le Midwest des États-Unis et qui se raccorde au réseau Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. Nous avons la propriété véritable de 14,5 % du réseau par le truchement de notre participation de 28,9 % dans TCLP.	14,5 %
Portland	474 km (295 milles)	Gazoduc raccordé au réseau TQM près d'East Hereford, au Québec, qui dessert des clients du nord-est des États-Unis.	61,7 %
Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de GTN depuis Malin, en Oregon, jusqu'au Nevada, et qui dessert le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada. Nous avons la propriété véritable de 28,9 % du réseau par le truchement de notre participation dans TCLP.	28,9 %
<b>Gazoducs au Mexique</b>			
Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis Manzanillo, dans l'État de Colima, jusqu'à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
Tamazunchale	130 km (81 milles)	Gazoduc qui transporte du gaz naturel depuis Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.	100 %
<b>En construction</b>			
Gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel de El Oro à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa, au Mexique, et qui se raccordera au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
Prolongement du gazoduc Tamazunchale	235 km (146 milles)	Prolongement depuis le terminal existant du gazoduc Tamazunchale qui transportera du gaz naturel jusqu'aux centrales électriques à El Sauz, dans l'État de Querétaro, et à d'autres régions du centre du Mexique.	100 %
Gazoduc Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa, à partir d'interconnexions avec des pipelines de tiers à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et à El Encino, dans l'État de Chihuahua, au Mexique.	100 %

	Longueur	Description	Participation effective
<b>En cours de développement</b>			
Pipeline de GNL de l'Alaska	1 448 km* (900 milles)	Gazoduc qui transportera du gaz naturel depuis Prudhoe Bay jusqu'aux installations de GNL à Nikiski, en Alaska.	
Coastal GasLink	650 km* (404 milles)	Gazoduc destiné à la livraison de gaz naturel provenant de la zone productrice de gaz de Montney à partir d'une interconnexion prévue avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en C.-B., jusqu'à l'installation de GNL proposée de LNG Canada, près de Kitimat, en C.-B.	100 %
Transport du gaz de Prince Rupert	750 km* (466 milles)	Gazoduc destiné à la livraison de gaz naturel provenant de la zone productrice de gaz de North Montney à partir d'une interconnexion avec le réseau de NGTL près de Fort St. John, en C.-B., jusqu'à l'installation de GNL proposée de Pacific Northwest, près de Prince Rupert, en C.-B.	100 %
Réseau principal de North Montney	306 km* (190 milles)	Gazoduc destiné à la livraison de gaz naturel depuis la zone productrice de gaz de North Montney qui se raccordera au réseau principal Groundbirch existant de NGTL.	100 %

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

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 OLÉODUCS

Notre infrastructure d'oléoducs existante relie les sources d'approvisionnement en pétrole brut de l'Alberta aux marchés américains du raffinage en Illinois, en Oklahoma et au Texas, de même que les sources d'approvisionnement en pétrole brut américaines du carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, aux marchés du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique.

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

	Longueur	Description	Participation
<b>Oléoduc</b>			
Réseau de pipelines Keystone (y compris le projet Gulf Coast)	4 247 km (2 639 milles)	Réseau qui transporte du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et de Patoka, en Illinois, et de Cushing, en Oklahoma, et au marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
<b>En construction</b>			
Installation de réception Cushing Marketlink	Installations de réception de pétrole brut	Installation qui facilitera le transport du pétrole brut depuis le carrefour commercial de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique par l'entremise d'installations faisant partie du réseau de pipelines Keystone.	100 %
Houston Lateral et terminal	77 km (48 milles)	Installations destinées au transport de pétrole brut depuis le réseau de pipelines Keystone à Houston, au Texas.	100 %
Terminal de Keystone à Hardisty	Terminal pétrolier	Terminal de brut qui sera situé à Hardisty, en Alberta, et qui fournira aux producteurs de l'Ouest canadien de nouveaux réservoirs pour l'accumulation de lots de pétrole brut et leur donnera accès au réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
<b>En cours de développement</b>			
Installation de réception Bakken Marketlink	Installations de réception de pétrole brut	Installations destinées au transport de pétrole brut depuis la zone productrice du bassin de Williston, dans le Dakota du Nord et le Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par l'entremise d'installations faisant partie du projet Keystone XL.	100 %
Pipeline Grand Rapids	500 km (300 milles)	Pipeline qui transportera du pétrole brut et du diluant depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'à la région commerciale d'Edmonton/Heartland.	50 %
Keystone XL	1 897 km (1 179 milles)	Oléoduc qui reliera Hardisty, en Alberta, à Steele City, au Nebraska, dans le but d'augmenter la capacité du réseau de pipelines Keystone.	100 %

	Longueur	Description	Participation
Pipeline Northern Courier	90 km (56 milles)	Pipeline qui transportera du bitume et du diluant entre le site minier de Fort Hills et le terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
Pipeline Heartland et Terminal TC	200 km (125 milles)	Installations de pipelines et terminales destinées au transport du pétrole brut depuis la région d'Edmonton/Heartland, en Alberta, aux installations à Hardisty, en Alberta.	100 %
Pipeline Energy East	4 500 km (2 700 milles)	Pipeline qui transportera du pétrole brut depuis l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries de l'Est et aux marchés d'exportation.	100 %

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

## RÉGLEMENTATION DES ACTIVITÉS RELATIVES AUX GAZODUCS ET AUX OLÉODUCS

### 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 tarifaire moyenne de chacun des Réseaux. Dans sa décision rendue en mars 2013 à l'égard du réseau principal au Canada, l'ONÉ a approuvé les besoins en produits des activités ordinaires pour 2011 tels qu'ils ont été déposés, a approuvé les droits exigés en 2012 comme étant définitifs (tout écart entre les produits des activités ordinaires et les coûts devant être reporté aux années subséquentes aux fins de recouvrement) et a fixé les droits pour la période de 2013 à 2017 à des niveaux concurrentiels, en établissant des droits fixes pour certains services et en octroyant un pouvoir discrétionnaire total à l'égard de la tarification d'autres services. 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*.

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 tarifaire, du rendement des capitaux propres autorisé et de la possibilité de produire des revenus incitatifs.

#### Projets de gazoducs

Le projet de gazoduc Costal GasLink et le projet TGPR sont proposés et développés principalement sous le régime réglementaire administré par la British Columbia Oil and Gas Commission (**BCOGC**) et le BCEAO. La BCOGC 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. Le BCEAO 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.

#### Oléoducs

L'ONÉ réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, ainsi que l'exploitation matérielle du tronçon canadien du réseau de pipelines Keystone, y compris le terminal de Keystone à Hardisty. L'ONÉ doit par ailleurs approuver l'ajout d'installations. Les tarifs du service de transport sur le réseau de pipelines Keystone sont calculés conformément à une méthodologie convenue dans les contrats de service de transport intervenus entre Keystone et ses expéditeurs et sont approuvés par l'ONÉ.

#### Projets d'oléoducs

Les oléoducs Northern Courier et Grand Rapids sont proposés actuellement et développés principalement sous le régime réglementaire administré par l'AER et l'Environment and Sustainable Resource Development (**ESRD**) de l'Alberta. L'approbation de l'AER est requise pour la construction et l'exploitation des oléoducs et des installations associées. L'approbation de l'ESRD est requise pour la construction et l'exploitation d'un terminal avec réservoir lorsque le projet comporte le stockage de plus 10 000 mètres cubes (62 898 barils) de produits pétroliers. Les activités préalables aux demandes sont actuellement en cours.

### 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.

### Oléoducs

La FERC réglemente aussi les conditions de desserte du tronçon américain du réseau de pipelines Keystone, y compris les tarifs du transport. Certains États dans lesquels le réseau de pipelines Keystone a des droits de passage réglementent également la construction et le choix de sites du réseau de pipelines Keystone. Le projet Keystone XL demeure assujetti à la décision du Département d'État des États-Unis au sujet de la demande de permis présidentiel de TransCanada.

## Mexique

### Gazoducs

Les pipelines de TransCanada au Mexique sont réglementés par la Comisión Reguladora de Energía ou commission de réglementation de l'énergie, qui approuve la construction des nouvelles installations pipelinières et l'exploitation courante de l'infrastructure. Les tarifs, les services et les taux connexes associés à nos pipelines au Mexique sont approuvés; toutefois, les contrats qui soutiennent la construction et l'exploitation des installations sont des contrats de taux fixes négociés à long terme. Ces taux ne peuvent être modifiés que dans des circonstances précises comme certains cas de force majeure ou des modifications aux lois.

## ACTIVITÉS RELATIVES À L'ÉNERGIE

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

Nous possédons, contrôlons ou développons des installations de production d'électricité alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, au charbon et à l'énergie hydraulique, éolienne et solaire. Au Canada, nos installations énergétiques se situent principalement en Alberta, en Ontario et au Québec. Aux États-Unis, nos installations énergétiques 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
<b>Installations énergétiques au Canada</b>					
Capacité de production de 8 070 MW (y compris les installations en cours de développement)					
<b>Installations énergétiques de l'Ouest</b>					
Approvisionnement en électricité de 2 636 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis					
Bear Creek	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Grand Prairie (Alberta)	100 %
Cancarb <sup>(1)</sup>	27	gaz naturel, chaleur résiduelle	Centrale alimentée par la chaleur résiduelle provenant d'une installation attenante de TransCanada qui produit du noir de carbone thermique (sous-produit du gaz naturel)	Medicine Hat (Alberta)	100 %
Carseland	80	gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
Coolidge <sup>(2)</sup>	575	gaz naturel	Centrale 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	CAE visant la totalité de la production	Hanna (Alberta)	100 %
CAE de Sundance A	560	charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	100 %

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Lieu	Participation
CAE de Sundance B (propriété d'ASTC <sup>(3)</sup> )	353 <sup>(3)</sup>	charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	50 %
<b>Installations énergétiques de l'Est</b>					
Capacité de production de 2 950 MW (y compris les installations en cours de développement)					
Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
Parc éolien Cartier	366 <sup>(4)</sup>	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 <sup>(4)</sup>	gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %
Énergie solaire en Ontario	36	énergie solaire	Quatre installations solaires	Sud de l'Ontario	100 %
<b>Bruce Power</b>					
Capacité de production de 2 484 MW par l'entremise de huit générateurs de puissance nucléaire					
Bruce A	1 462 <sup>(4)</sup>	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
Bruce B	1 022 <sup>(4)</sup>	énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %
<b>Installations énergétiques aux États-Unis</b>					
Capacité de production de 3 755 MW					
Parc éolien 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, regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion	Queens (New York)	100 %
TC Hydro	583	hydro-électricité	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes	New Hampshire, Vermont et Massachusetts (sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield)	100 %
<b>Installations de stockage de gaz naturel non réglementées</b>					
Capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi <sup>3</sup>					
CrossAlta	68 Gpi <sup>3</sup>		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Crossfield (Alberta)	100 %
Edson	50 Gpi <sup>3</sup>		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Edson (Alberta)	100 %
<b>En cours de développement</b>					
Napanee	900	gaz naturel	Centrale à cycle combiné proposée	Greater Napanee (Ontario)	100 %
Énergie solaire en Ontario	50	énergie solaire	Acquisition de cinq installations solaires restantes auprès de Canadian Solar en 2014	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %

(1) Au 31 décembre 2013, la centrale Cancarb alimentée par la chaleur résiduelle et l'installation de noir de carbone thermique étaient classées comme des actifs détenus en vue de la vente. Pour plus de renseignements, voir la rubrique *Énergie — Faits marquants* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée par renvoi dans les présentes.

(2) Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest au Canada.

(3) Nous détenons une participation de 50 % dans ASTC, qui a conclu un CAE à l'égard de la totalité de la production de la centrale de Sundance B.

(4) 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)	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.

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

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Bécancour <sup>(1)</sup>	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	OEO	2030
Portlands Energy	Contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans	OEO	2029
Énergie solaire en Ontario <sup>(2)</sup>	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	OEO	2033

(1) La production d'électricité est interrompue depuis 2008.

(2) Nous avons acquis quatre installations en 2013 et prévoyons acquérir les cinq installations restantes en 2014.

Actifs en cours de développement :

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Énergie solaire en Ontario <sup>(1)</sup>	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service
Napanee	Contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service

(1) Nous avons acquis quatre installations en 2013 et prévoyons acquérir les cinq installations restantes en 2014.

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

# Généralités

## EMPLOYÉS

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TransCanada, TCPL, comptait 5 551 employés actifs à temps plein, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Calgary	2 736
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	531
Est du Canada	287
Houston	569
Midwest des États-Unis	477
Nord-est des États-Unis	437
Sud-est des États-Unis/côte américaine du golfe du Mexique (à l'exclusion de Houston)	304
Côte ouest des États-Unis	81
Mexique et Amérique du Sud	129
<b>Total</b>	<b>5 551</b>

## 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 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, communication et rapports
- action : audit permanent et examen du rendement en ce qui concerne la SSE.

Le comité examine le rendement en ce qui concerne la SSE en le comparant trimestriellement à des cibles préalablement établies et tient compte des incidents et des faits saillants du rendement au cours du trimestre pertinent, et il examine les programmes, les plans et les cibles de rendement pour les années ultérieures. Il reçoit des rapports détaillés sur notre gestion du risque opérationnel, y compris la gouvernance de ces risques, le rendement opérationnel et l'entretien préventif, l'intégrité des actifs, les questions liées au risque opérationnel, la sécurité du personnel et les faits nouveaux législatifs applicables. Le comité reçoit aussi des mises à jour sur des centres d'intérêt particuliers de l'examen de la gestion du risque opérationnel qui est mené par la direction.

### 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 2013 ont continué d'être meilleurs que la plupart des taux de référence de l'industrie.

La sécurité et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement développée sont elles aussi 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. Notre dossier de sécurité en 2013 a continué d'être plus reluisant que les dossiers de référence de l'industrie.

TransCanada effectue couramment des exercices d'intervention en cas d'urgence afin d'aider à assurer une coordination efficace entre la Société, les intervenants d'urgence locaux, les organismes de réglementation et des membres du public en cas d'urgence. Cela facilite aussi l'amélioration de notre état de préparation aux situations d'urgence et de notre programme et de nos procédures d'intervention.

### 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. 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 *Gazoduc — Risques d'entreprise*, *Oléoducs — 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 porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 1 (les **actions privilégiées de série 1**) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs fixes au taux annuel de 1,15 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale qui se termine le 31 décembre 2014. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 1 sera rajusté le 31 décembre 2014 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 1,92 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 2 (les **actions privilégiées de série 2**), comme il est indiqué à la rubrique *Actions privilégiées de premier rang* ci-après.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 3 (les **actions privilégiées de série 3**) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs fixes au taux annuel de 1,00 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale qui se termine le 30 juin 2015. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 3 sera rajusté le 30 juin 2015 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 1,28 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 4 (les **actions privilégiées de série 4**), comme il est indiqué à la rubrique *Actions privilégiées de premier rang* ci-après.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 5 (les **actions privilégiées de série 5**) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs fixes au taux annuel de 1,10 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale qui se termine le 30 janvier 2016. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 5 sera rajusté le 30 janvier 2016 et tous les cinq ans

par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 1,54 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 6 (les **actions privilégiées de série 6**), comme il est indiqué à la rubrique *Actions privilégiées de premier rang* ci-après.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 7 (les **actions privilégiées de série 7**) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs fixes au taux annuel de 1,00 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale qui se termine le 30 avril 2019. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 7 sera rajusté le 30 avril 2019 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 2,38 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 8 (les **actions privilégiées de série 8**), comme il est indiqué à la rubrique *Actions privilégiées de premier rang* ci-après.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 9 (les **actions privilégiées de série 9**) ont le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs fixes au taux annuel de 1,0625 \$ l'action, payables chaque trimestre, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, pendant la période initiale qui se termine le 30 octobre 2019. Le taux de dividende des actions privilégiées de série 9 sera rajusté le 30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite pour correspondre au rendement des obligations du gouvernement du Canada de cinq ans majoré de 2,35 %. Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série 10 (les **actions privilégiées de série 10**), comme il est indiqué à la rubrique *Actions privilégiées de premier rang* ci-après.

Les dividendes déclarés sur nos actions privilégiées au cours des trois derniers exercices clos sont indiqués dans le tableau suivant.

	2013	2012	2011
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 1	1,15 \$	1,15 \$	1,15 \$
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 <sup>(1)</sup>	1,00 \$	—	—
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série 9 <sup>(2)</sup>	—	—	—

(1) Émises le 4 mars 2013.

(2) Émises le 20 janvier 2014.

Les dividendes déclarés par action ordinaire de TransCanada au cours des trois derniers exercices terminés sont indiqués dans le tableau suivant.

	2013	2012	2011
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	1,84 \$	1,76 \$	1,68 \$

Nous avons augmenté de 4 % le dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,48 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2014, ce qui équivaut à 1,92 \$ par action sur une base annualisée.

## Description de la structure du capital

### CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont 707 441 314 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	Émises et en circulation	Convertibles en
Série 1	22 000 000	22 millions d'actions privilégiées de série 2
Série 3	14 000 000	14 millions d'actions privilégiées de série 4
Série 5	14 000 000	14 millions d'actions privilégiées de série 6
Série 7	24 000 000	24 millions d'actions privilégiées de série 8
Série 9 <sup>(1)</sup>	18 000 000	18 millions d'actions privilégiées de série 10

(1) 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 subséquemment. Chaque droit peut être exercé dix jours de bourse après qu'une personne a acquis (un **acquéreur**), ou lance une offre publique d'achat en vue d'acquérir, 20 % ou plus des actions ordinaires, sauf par une acquisition au moyen d'une offre publique d'achat permise aux termes du régime (une **offre permise**). Avant un événement déclencheur (défini ci-après), chaque droit permet aux porteurs inscrits d'acheter de la société des actions ordinaires de TransCanada à un prix d'exercice correspondant au triple de leur cours, sous réserve de rajustements et des dispositions antidilution (le **prix d'exercice**). L'acquisition véritable par une personne d'au moins 20 % des actions ordinaires, autrement qu'aux termes d'une offre permise, est appelée un événement déclencheur (*flip-in event*). Dix jours de bourse après un événement déclencheur, chaque droit permettra aux porteurs inscrits autres qu'un acquéreur de recevoir, sur paiement du prix d'exercice, le nombre d'actions ordinaires dont le cours au marché global équivalait à deux fois le prix d'exercice.

TransCanada a un régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (**RRD**) 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 ou d'indication contraire ci-après, 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 actions privilégiées de série 1 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique *Dividendes*. Le 31 décembre 2014 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 1 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 2, sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2014, et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs trimestriels à taux variable, si le

conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux annualisé alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 1,92 % et auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 1, sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2019 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 1 ont le droit de recevoir, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 1, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 1, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Sauf en ce qui concerne les droits de rachat (décrits ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 2 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 1. TransCanada pourra racheter les actions privilégiées de série 2, en totalité ou en partie, en tout temps après le 31 décembre 2014 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 31 décembre 2019 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

Les actions privilégiées de série 3 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique *Dividendes*. Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de série 3 sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de série 1, à l'exception de ce qui est décrit ci-après. Le 30 juin 2015 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 3 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 4, sous réserve de certaines conditions, le 30 juin 2015 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 4 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs trimestriels à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux annualisé alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 1,28 % et auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 3, sous réserve de certaines conditions, le 30 juin 2020 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 3 ont le droit de recevoir, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 3, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 3, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Sauf en ce qui concerne les droits de rachat (décrits ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 4 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 3. TransCanada pourra racheter les actions privilégiées de série 4, en totalité ou en partie, à toute date postérieure au 30 juin 2015, en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 30 juin 2020 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions.

Les actions privilégiées de série 5 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique *Dividendes*. Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de série 5 sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de série 1, à l'exception de ce qui est décrit ci-après. Le 30 janvier 2016 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 5 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 6, sous réserve de certaines conditions, le 30 janvier 2016 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 6 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs trimestriels à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux annualisé alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 1,54 % et auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 5, sous réserve de certaines conditions, le 30 janvier 2021 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 5 ont le droit de recevoir, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 5, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 5, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Sauf en ce qui concerne les droits de rachat (décrits ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 6 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 5. TransCanada peut racheter les actions privilégiées de série 6, en totalité ou en partie, à toute date postérieure au 30 janvier 2016, en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 30 janvier 2021 et le 30 janvier tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, de tous les dividendes accumulés et non versés sur celles-ci.

Les actions privilégiées de série 7 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique *Dividendes*. Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de série 7 sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de série 1, à l'exception de ce qui est décrit ci-après. Le 30 avril 2019 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 7 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 8, sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2019 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 8 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs trimestriels à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux annualisé alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 2,38 % et auront le droit de

convertir leurs actions en actions privilégiées de série 8, sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2024 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 7 ont le droit de recevoir, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 7, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 7, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Sauf en ce qui concerne les droits de rachat (décrits ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 8 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 7. TransCanada peut racheter les actions privilégiées de série 8, en totalité ou en partie, à toute date postérieure au 30 avril 2019, en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 30 avril 2024 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, de tous les dividendes accumulés et non versés sur celles-ci.

Les actions privilégiées de série 9 confèrent le droit de recevoir des dividendes, comme il est indiqué plus haut à la rubrique *Dividendes*. Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de série 9 sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de série 1, à l'exception de ce qui est décrit ci-après. Le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite, TransCanada pourra racheter, en totalité ou en partie, les actions privilégiées de série 9 en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter de 25,00 \$, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables, série 10, sous réserve de certaines conditions, le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 10 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces privilégiées cumulatifs trimestriels à taux variable, si le conseil en déclare et au moment où il les déclare, au taux annualisé alors égal au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours, majoré de 2,35 % et auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 9, sous réserve de certaines conditions, le 30 octobre 2024 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. En cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada, les porteurs d'actions privilégiées de série 9 ont le droit de recevoir, en priorité sur les actions ordinaires ou toute autre action ayant infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de série 9, un montant de 25,00 \$ par action privilégiée de série 9, majoré de tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions. Sauf en ce qui concerne les droits de rachat (décrits ci-dessous), les attributs importants des actions privilégiées de série 10 sont essentiellement les mêmes que ceux des actions privilégiées de série 9. TransCanada peut racheter les actions privilégiées de série 10, en totalité ou en partie, à toute date postérieure au 30 octobre 2019, en contrepartie d'un montant en espèces pour chaque action à racheter correspondant à (i) 25,00 \$ dans le cas des rachats le 30 octobre 2024 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite ou (ii) 25,50 \$ dans le cas des rachats à toute autre date, majoré, dans chaque cas, de tous les dividendes accumulés et non versés sur celles-ci.

Sauf disposition contraire dans la LCSA, les porteurs respectifs des actions privilégiées de premier rang de chaque série 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 une 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 la série visée, 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 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 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 dix 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 et peut être vulnérable 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 des événements futurs pourraient la rendre vulnérable. 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 appliqués à chaque catégorie de notation allant de Aa jusqu'à Caa, le modificateur 1 étant le plus élevé et le modificateur numérique 3 étant le plus faible. 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 quelque peu 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

assujettis à un risque de crédit modéré, sont considérés comme étant de qualité moyenne, 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; cependant, la capacité de respecter tous les engagements financiers demeure satisfaisante. Les notes BBB et P-2 attribuées aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL ainsi qu'aux actions privilégiées de TCPL et 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, 3, 5, 7 et 9 sont inscrites à la cote de la TSX depuis le 30 septembre 2009, 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.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, les actions privilégiées de série 3, les actions privilégiées de série 5 et les actions privilégiées de série 7, 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 2013	48,93 \$	46,10 \$	48,54 \$	22 141 189	46,02 \$	43,32 \$	45,66 \$	10 823 386
Novembre 2013	48,48 \$	46,61 \$	46,85 \$	25 329 959	46,45 \$	44,17 \$	44,39 \$	8 847 429
Octobre 2013	47,24 \$	43,94 \$	46,99 \$	21 425 127	45,25 \$	42,41 \$	45,11 \$	8 263 822
Septembre 2013	46,51 \$	44,89 \$	45,25 \$	20 209 858	44,94 \$	43,06 \$	43,94 \$	7 668 690
Août 2013	48,48 \$	44,75 \$	45,91 \$	20 421 616	46,79 \$	42,59 \$	43,62 \$	9 854 808
Juillet 2013	47,79 \$	45,10 \$	46,93 \$	23 656 071	46,12 \$	42,83 \$	45,72 \$	12 784 623
Juin 2013	47,94 \$	44,62 \$	45,28 \$	33 556 916	46,97 \$	42,39 \$	43,11 \$	16 760 131
Mai 2013	51,21 \$	47,07 \$	47,56 \$	26 146 463	49,65 \$	45,54 \$	45,85 \$	8 960 677
Avril 2013	50,26 \$	47,65 \$	49,94 \$	26 052 153	49,60 \$	46,58 \$	49,51 \$	12 440 623
Mars 2013	50,08 \$	47,40 \$	48,50 \$	25 384 945	48,90 \$	46,05 \$	47,89 \$	12 382 311
Février 2013	48,87 \$	46,80 \$	48,04 \$	25 462 009	48,87 \$	45,80 \$	46,51 \$	9 828 080
Janvier 2013	49,44 \$	46,82 \$	47,21 \$	26 082 774	49,64 \$	47,16 \$	47,37 \$	11 080 878

**ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE 1**

Mois	TSX (TRP.PR.A)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2013	24,54 \$	23,10 \$	23,72 \$	336 208
Novembre 2013	24,80 \$	23,58 \$	24,55 \$	278 223
Octobre 2013	24,67 \$	23,26 \$	24,11 \$	287 790
Septembre 2013	25,14 \$	24,19 \$	24,65 \$	379 661
Août 2013	24,90 \$	23,20 \$	24,70 \$	307 979
Juillet 2013	25,24 \$	24,41 \$	24,43 \$	289 147
Juin 2013	25,29 \$	23,12 \$	24,76 \$	299 266
Mai 2013	25,59 \$	25,16 \$	25,19 \$	677 235
Avril 2013	25,79 \$	25,22 \$	25,45 \$	514 560
Mars 2013	25,75 \$	25,35 \$	25,66 \$	405 750
Février 2013	26,00 \$	25,33 \$	25,49 \$	413 651
Janvier 2013	26,00 \$	25,50 \$	25,75 \$	444 889

**ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE 3**

Mois	TSX (TRP.PR.B)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2013	20,63 \$	20,03 \$	20,37 \$	998 882
Novembre 2013	21,16 \$	19,98 \$	20,68 \$	517 633
Octobre 2013	20,64 \$	19,94 \$	20,03 \$	290 469
Septembre 2013	22,09 \$	19,91 \$	20,14 \$	922 863
Août 2013	22,96 \$	20,27 \$	21,72 \$	312 075
Juillet 2013	23,94 \$	22,81 \$	22,86 \$	349 059
Juin 2013	24,90 \$	22,60 \$	23,19 \$	263 285
Mai 2013	24,97 \$	24,55 \$	24,76 \$	448 999
Avril 2013	24,90 \$	24,37 \$	24,65 \$	571 040
Mars 2013	25,04 \$	24,32 \$	24,93 \$	508 121
Février 2013	24,90 \$	24,34 \$	24,56 \$	621 184
Janvier 2013	25,00 \$	24,39 \$	24,80 \$	555 279

**ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE 5**

Mois	TSX (TRP.PR.C)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2013	22,90 \$	21,26 \$	21,75 \$	387 442
Novembre 2013	23,19 \$	22,26 \$	23,09 \$	770 771
Octobre 2013	23,74 \$	22,00 \$	22,75 \$	251 607
Septembre 2013	23,97 \$	22,50 \$	23,34 \$	450 168
Août 2013	23,73 \$	21,25 \$	23,10 \$	270 842
Juillet 2013	24,75 \$	23,00 \$	23,30 \$	329 537
Juin 2013	25,65 \$	24,25 \$	24,74 \$	177 521
Mai 2013	25,75 \$	25,39 \$	25,60 \$	235 352
Avril 2013	25,79 \$	25,40 \$	25,50 \$	292 516
Mars 2013	26,08 \$	25,41 \$	25,59 \$	321 154
Février 2013	25,87 \$	25,44 \$	25,62 \$	285 166
Janvier 2013	25,95 \$	25,30 \$	25,70 \$	282 832

## ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE 7

Mois	TSX (TRP.PR.D)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2013	25,50 \$	25,00 \$	25,11 \$	686 593
Novembre 2013	25,48 \$	24,50 \$	25,45 \$	528 477
Octobre 2013	25,12 \$	24,50 \$	25,05 \$	765 889
Septembre 2013	25,05 \$	23,85 \$	24,84 \$	383 697
Août 2013	25,12 \$	23,80 \$	24,87 \$	478 375
Juillet 2013	25,61 \$	24,95 \$	25,18 \$	639 196
Juin 2013	25,87 \$	24,72 \$	25,16 \$	912 786
Mai 2013	26,10 \$	25,70 \$	25,75 \$	640 573
Avril 2013	26,15 \$	25,82 \$	26,00 \$	1 990 847
Mars 2013	26,15 \$	25,25 \$	26,00 \$	3 292 039

De plus, la filiale de TransCanada, TCPL, a des actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série Y qui sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole TCA.PR.Y et qui seront rachetées le 5 mars 2014 au prix de 50 \$ l'action plus 0,2455 \$ au titre des dividendes accumulés et non versés. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif rachetables, série U de TCPL étaient inscrites à la cote de la TSX sous le symbole TCA.PR.X jusqu'à leur rachat le 15 octobre 2013.

## ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE U ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE SÉRIE Y

Mois	Série U (TCA.PR.X)				Série Y (TCA.PR.Y)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations
Décembre 2013	—	—	—	—	50,50 \$	49,71 \$	49,85 \$	83 846
Novembre 2013	—	—	—	—	50,47 \$	50,12 \$	50,26 \$	54 495
Octobre 2013	50,60 \$	50,54 \$	50,56 \$	23 177	50,32 \$	49,66 \$	50,20 \$	55 215
Septembre 2013	50,60 \$	48,59 \$	50,53 \$	900 300	50,69 \$	48,85 \$	49,86 \$	54 314
Août 2013	50,29 \$	47,02 \$	49,10 \$	54 733	50,45 \$	48,10 \$	49,15 \$	49 888
Juillet 2013	50,22 \$	49,49 \$	50,19 \$	36 528	50,23 \$	49,90 \$	50,02 \$	107 214
Juin 2013	50,80 \$	49,70 \$	49,90 \$	42 967	51,03 \$	49,85 \$	49,98 \$	54 370
Mai 2013	51,06 \$	50,54 \$	50,70 \$	47 008	51,48 \$	50,74 \$	50,95 \$	63 103
Avril 2013	51,05 \$	50,46 \$	50,90 \$	40 609	51,85 \$	50,79 \$	51,20 \$	37 508
Mars 2013	51,79 \$	50,55 \$	51,01 \$	43 088	52,48 \$	51,51 \$	51,94 \$	49 268
Février 2013	52,04 \$	50,61 \$	51,15 \$	89 555	52,94 \$	52,05 \$	52,20 \$	82 717
Janvier 2013	52,19 \$	51,58 \$	51,71 \$	38 797	52,90 \$	52,25 \$	52,90 \$	128 629

## Administrateurs et dirigeants

Au 19 février 2014, les administrateurs et dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 452 965 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 19 février 2014 (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. Président et chef de la direction de Laidlaw International, Inc. de juin 2003 à octobre 2007.	2005
Derek H. Burney <sup>(1)</sup> , O.C. Ottawa (Ontario) Canada	Conseiller stratégique principal chez Norton Rose Fulbright (cabinet d'avocats). Président du conseil consultatif international de GardaWorld (gestion du risque et services de sécurité) depuis 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.	2002
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, de la Banque Royale du Canada (banque à charte) depuis octobre 1991 et de la Fondation du Musée national des beaux-arts du Québec. Administratrice de l'Institut québécois des hautes études internationales, Université Laval, d'août 2002 à juin 2009 et de RBC Dexia Investors Trust jusqu'en octobre 2011 et de Care Canada d'octobre 2010 à décembre 2011.	2002
Russell K. Girling 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. ( <b>Nexen</b> ) (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 d'Anadarko Petroleum Corporation (pétrole et gaz, exploration et production) depuis août 2007, de Delta Air Lines, Inc. (transporteur aérien) depuis août 2004 et de BAE Systems plc (aérospatiale, défense, sécurité de l'information) depuis avril 2011. Vice-présidente du conseil et chef de la restructuration d'American International Group Inc. (assurance et services financiers) d'octobre 2008 à septembre 2009.	2011
John Richels <sup>(2)</sup> Nichols Hills (Oklahoma) États-Unis	Président et chef de la direction de Devon Energy Corporation ( <b>Devon</b> ) (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 <sup>(3)(4)</sup> Bonita Springs (Floride) États-Unis	Administratrice de sociétés. Vice-présidente principale et chef de l'exploitation de The Babcock & Wilcox Company ( <b>B&amp;W</b> ) (infrastructures énergétiques) de janvier 2010 à juin 2013. Directrice de l'expansion des affaires de 2009 à 2010 et directrice des acquisitions stratégiques de 2008 à 2009 chez Babcock & Wilcox Nuclear Operations Group, Inc. ( <b>B&amp;W Nuclear</b> ). Administratrice de United States Enrichment Corporation (matières de base, énergie nucléaire) de décembre 2011 à octobre 2012.	2013
W. Thomas Stephens <sup>(5)</sup> Greenwood Village (Colorado) États-Unis	Administrateur de sociétés. Fiduciaire de Putnam Mutual Funds. Président du conseil et chef de la direction de Boise Cascade, LLC (papier, produits forestiers et terrains forestiers exploitables) de novembre 2004 à novembre 2008. Administrateur de Boise Inc. de février 2008 à avril 2010.	2007
D. Michael G. Stewart Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur de Pengrowth Energy Corporation (pétrole et gaz, exploration et production) depuis décembre 2010, de Canadian Energy Services & Technology Corp. (produits chimiques, services relatifs aux champs pétrolifères) depuis janvier 2010 et de Northpoint Resources Ltd. (pétrole et gaz, exploration et production) depuis juillet 2013. 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. Administrateur de Canadian Energy Services Inc. (le commandité de Canadian Energy Services L.P.) de janvier 2006 à décembre 2009.	2006
Richard E. Waugh Toronto (Ontario) Canada	Administrateur de sociétés. Ancien vice-président adjoint, président et chef de la direction de La Banque de Nouvelle-Écosse ( <b>Banque Scotia</b> ) (banque à charte) jusqu'en janvier 2014 <sup>(6)</sup> . Administrateur de Catalyst Inc. (organisme sans but lucratif) de février 2007 à novembre 2013 et président du conseil consultatif de Catalyst Canada 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) M. Richels s'est joint au conseil avec prise d'effet le 19 juin 2013.
- (3) M<sup>me</sup> Salomone s'est jointe au conseil avec prise d'effet le 12 février 2013.
- (4) M<sup>me</sup> Salomone a été administratrice de Crucible Materials Corp. (**Crucible**) de mai 2008 au 1<sup>er</sup> 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.
- (5) M. Stephens a siégé antérieurement au conseil de 2000 à 2005.
- (6) M. Waugh a été président et chef de la direction de la Banque Scotia jusqu'en novembre 2013, après quoi il a été vice-président adjoint et administrateur de la Banque Scotia jusqu'au 31 janvier 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 19 février 2014, sont indiqués ci-après. À la première réunion du comité de la gouvernance tenue en 2013, M. Burney a été nommé président du comité de la gouvernance avec prise d'effet le 11 février 2013. M. Stewart a été nommé président du comité santé, sécurité et environnement avec prise d'effet le 26 avril 2013.

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		✓		✓
Paula Rosput Reynolds			✓	✓
John Richels		✓		✓
Mary Pat Salomone	✓		✓	
W. Thomas Stephens			✓	Président
D. Michael G. Stewart	✓		Président	
Richard E. Waugh	✓	✓		

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

## DIRIGEANTS

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

### Membres de la haute direction

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Russell K. Girling	Président et chef de la direction	Avant juillet 2010, chef de l'exploitation depuis juillet 2009 et président, Pipelines depuis juin 2006.
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.
Gregory A. Lohnes <sup>(1)</sup>	Vice-président directeur, Exploitation et projets importants	Avant novembre 2012, vice-président directeur et président, Gazoducs. Avant juillet 2010, vice-président directeur et chef des finances depuis juin 2006.
Donald R. Marchand	Vice-président directeur et chef des finances	Avant juillet 2010, vice-président, Finances et trésorier depuis septembre 1999.
Dennis J. McConaghy <sup>(2)</sup>	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise	Avant juillet 2010, vice-président directeur, Mise en valeur et stratégie, Pipelines depuis mai 2006.

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Sean McMaster <sup>(1)</sup>	Vice-président directeur, Relations avec les parties intéressées et chef du contentieux et chef de la conformité	Avant février 2012, vice-président directeur et chef du contentieux depuis janvier 2007 et chef de la conformité depuis juillet 2006.
Alexander J. Pourbaix	Président, Énergie et oléoducs	Avant juillet 2010, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise depuis juillet 2009 et président, Énergie depuis juin 2006.

(1) Retraité depuis le 28 février 2014.

(2) Avec prise d'effet le 28 février 2014, M. McConaghy changera son titre de vice-président directeur, Expansion de l'entreprise pour celui de vice-président directeur de TransCanada, poste qu'il occupera jusqu'à son départ à la retraite plus tard au cours de l'année.

À compter du 1<sup>er</sup> mars 2014, les membres de la haute direction de TransCanada seront les suivants :

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.
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.
Dennis J. McConaghy <sup>(1)</sup>	Vice-président directeur	Avant mars 2014, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise depuis juillet 2010. Avant juillet 2010, vice-président directeur, Mise en valeur et stratégie, Pipelines depuis mai 2006.
Donald R. Marchand	Vice-président directeur et chef des finances	Avant juillet 2010, vice-président, Finances et trésorier depuis septembre 1999.
Alexander J. Pourbaix	Vice-président directeur et président, Développement	Avant mars 2014, président, Énergie et oléoducs. Avant juillet 2010, président, Énergie. Avant juillet 2010, vice-président directeur, Expansion de l'entreprise depuis juillet 2009 et président, Énergie 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. Avant juillet 2009, vice-président, Opérations sur le terrain et ingénierie depuis juin 2006 (TCPL).
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).
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).
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).

(1) Avec prise d'effet le 28 février 2014, M. McConaghy changera son titre de vice-président directeur, Expansion de l'entreprise pour celui de vice-président directeur de TransCanada, poste qu'il occupera jusqu'à son départ à la retraite plus tard au cours de l'année.

## 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 de TCPL. Avant décembre 2009, directeur, Gestion de coentreprises, projet d'oléoduc Keystone de TCPL depuis décembre 2008.
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 et secrétaire	Avant mars 2012, vice-présidente, Droit financier. Avant janvier 2010, vice-présidente, Droit du développement organisationnel. Avant septembre 2009, chef adjoint du contentieux, Droit financier et du développement organisationnel depuis septembre 2005.

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
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 du pétrole brut 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 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. Pendant l'année, 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.

Si un administrateur déclare qu'il a un intérêt dans un contrat important ou dans une opération importante examiné par le conseil, cet administrateur s'absente de la réunion afin que cette question puisse faire l'objet d'une discussion et d'un vote.

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 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](http://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 au 19 février 2014 sont Kevin E. Benson (président), Derek H. Burney, Mary Pat Salomone, D. Michael G. Stewart et Richard E. Waugh. M<sup>me</sup> Salomone et M. Waugh ont été nommés membres du comité d'audit avec prise d'effet le 12 février 2013 et le 1<sup>er</sup> février 2014, respectivement.

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. Waugh 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 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<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> 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.

#### Richard E. Waugh

M. Waugh est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec distinction) de l'Université du Manitoba et d'une maîtrise en administration des affaires de la York University. Il est Fellow de l'Institut des banquiers canadiens et est titulaire de doctorats honorifiques en droit de la York University et de l'Assumption University. M. Waugh a été vice-président adjoint et administrateur de la Banque Scotia. Il a commencé sa carrière comme employé de succursale en 1970 et a gravi les échelons à la Banque Scotia, où il a notamment occupé les postes de président de janvier 2003 à octobre 2012 et de chef de la direction de décembre 2003 à novembre 2013. M. Waugh siège également au conseil de plusieurs sociétés fermées et sociétés sans but lucratif.

## 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 \$)	2013	2012
<b>Honoraires d'audit</b>	6,4 \$	5,7 \$
<ul style="list-style-type: none"><li>audit des états financiers consolidés annuels</li><li>services liés aux dépôts ou aux missions prévus par la loi et réglementaires</li><li>examen des états financiers consolidés intermédiaires et des renseignements figurant dans divers prospectus et autres documents relatifs aux placements de valeurs mobilières</li></ul>		
<b>Honoraires pour services liés à l'audit</b>	0,2	0,1
<ul style="list-style-type: none"><li>services liés à l'audit des états financiers de certains régimes d'avantages postérieurs à la retraite et postérieurs à l'emploi de TransCanada</li></ul>		
<b>Honoraires pour services fiscaux</b>	0,7	0,5
<ul style="list-style-type: none"><li>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</li></ul>		
<b>Tous les autres honoraires</b>	—	0,6
<ul style="list-style-type: none"><li>examen des procédures de conception des systèmes d'information</li><li>services liés à l'analyse des fournisseurs et aux crédits reliés à la conformité environnementale</li></ul>		
<b>Total des honoraires</b>	<b>7,3 \$</b>	<b>6,9 \$</b>

## 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.

## Intérêts des experts

Les auditeurs de TransCanada, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., ont confirmé qu'ils sont indépendants au sens des règles de conduite professionnelle (Rules of Professional Conduct) de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et qu'ils sont également des comptables indépendants par rapport à TransCanada aux termes de l'ensemble des normes professionnelles et réglementaires américaines pertinentes.

## Renseignements supplémentaires

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

# Glossaire

## Unités de mesure

bpj	Baril par jour
Gpi <sup>3</sup>	Milliard de pieds cubes
Gpi <sup>3</sup> /j	Milliard de pieds cubes par jour
GWh	Gigawattheure
Mpi <sup>3</sup> /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure

## Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

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 (ou centrales)	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

BAII	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAIIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
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

AIE	Agence internationale de l'énergie
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia ou commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant aux États-Unis)
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 une fois par année 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.