

Corporation TC Énergie

Notice annuelle 2022

Le 13 février 2023

Table des matières

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION	2
INFORMATION PROSPECTIVE	2
CORPORATION TC ÉNERGIE	5
Structure de l'entreprise	5
Liens intersociétés	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	6
Gazoducs	7
Pipelines de liquides	17
Énergie et solutions énergétiques	19
Autres solutions énergétiques	22
ACTIVITÉS DE TC ÉNERGIE	23
Gazoducs	23
Pipelines de liquides	23
Réglementation des gazoducs et des pipelines de liquides	24
Énergie et solutions énergétiques	25
GÉNÉRALITÉS	26
Employés	26
Santé, sécurité, durabilité, protection de l'environnement et politiques sociales	26
FACTEURS DE RISQUE	30
DIVIDENDES	30
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	30
Capital-actions	30
NOTES	34
Moody's	34
S&P	35
Fitch	35
DBRS	36
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	37
Actions ordinaires	37
Actions privilégiées	38
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	39
Administrateurs	39
Comités du conseil	41
Dirigeants	43
Conflits d'intérêts	44
GOVERNANCE	45
COMITÉ D'AUDIT	45
Formation et expérience pertinentes des membres	46
Procédures et politiques en matière d'approbation préalable	47
Honoraires liés aux services fournis par les auditeurs externes	47
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES DES AUTORITÉS DE RÉGLEMENTATION	48
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	48
CONTRATS IMPORTANTS	48
INTÉRÊTS DES EXPERTS	48
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	48
GLOSSAIRE	49
ANNEXE A	50
ANNEXE B	51

Présentation de l'information

Tout au long de la présente notice annuelle, les termes *nous*, *notre*, *nos*, la *Société* et *TC Énergie* désignent Corporation TC Énergie et ses filiales. Plus particulièrement, TC Énergie s'entend de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »). Dans la présente notice annuelle, l'expression *filiale* désigne, relativement à TC Énergie, les filiales détenues en propriété exclusive directe et indirecte de TC Énergie ou de TCPL et les entités juridiques contrôlées par TC Énergie ou TCPL, le cas échéant.

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont arrêtés au 31 décembre 2022 ou pour l'exercice terminé à cette date (la « 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 TC Énergie daté du 13 février 2023 (le « rapport de gestion ») sont intégrées à la présente notice annuelle par renvoi, tel qu'il est indiqué ci-dessous. On peut trouver le rapport de gestion sur SEDAR (www.sedar.com) sous le profil de TC Énergie.

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

Information prospective

La présente notice annuelle, y compris l'information du rapport de gestion intégrée par renvoi aux présentes, comprend certaines informations prospectives assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Nous présentons de l'information prospective afin d'aider le lecteur 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 inclus ou intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle comprennent de l'information sur ce qui suit, entre autres :

- notre rendement financier et d'exploitation, y compris le rendement de nos filiales
- les attentes quant aux stratégies et aux objectifs de croissance et d'agrandissement, y compris les acquisitions
- les flux de trésorerie prévus et les possibilités de financement qui s'offriront dans l'avenir ainsi que la gestion de portefeuille, y compris nos attentes concernant la portée, l'échéancier et les résultats du programme de dessaisissement d'actifs
- la croissance prévue des dividendes
- la durée prévue du RRD avec escompte
- l'accès prévu aux capitaux et le coût prévu de ceux-ci
- les niveaux prévus de la demande énergétique
- les coûts et les calendriers prévus pour les projets planifiés, y compris les projets en construction et en développement
- les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels prévus, y compris les coûts de réhabilitation de l'environnement
- les processus réglementaires prévus ainsi que leurs résultats
- les énoncés relatifs à nos objectifs de réduction des émissions de GES
- les résultats prévus en ce qui concerne les poursuites judiciaires, y compris l'arbitrage et les réclamations d'assurance

- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport de 2022 sur la durabilité et le plan de réduction des émissions de GES
- les conditions du secteur, les conditions du marché et la conjoncture économiques prévues, y compris leurs répercussions sur nos clients et fournisseurs.

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.

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

Hypothèses

- la réalisation des avantages prévus des acquisitions, des dessaisissements et de la transition énergétique
- les décisions des organismes de réglementation et leurs résultats
- les interruptions de service prévues et imprévues et l'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs
- les coûts, les calendriers et les dates d'achèvement prévus de la construction
- l'accès aux marchés financiers, y compris à la gestion de portefeuille
- les conditions du secteur, les conditions du marché et la conjoncture économiques prévues, y compris leurs répercussions sur nos clients et fournisseurs
- les taux d'inflation et les prix des produits de base et de la main-d'œuvre
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change
- la nature et la portée des opérations de couverture

Risques et incertitudes

- la réalisation des avantages prévus des acquisitions et des dessaisissements
- notre capacité de mettre en œuvre avec succès nos priorités stratégiques et la question de savoir si celles-ci donneront les bénéfices escomptés
- notre capacité de mettre en œuvre une stratégie d'affectation des capitaux visant la maximisation de la valeur pour les actionnaires
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers, de production d'électricité et de stockage
- la capacité vendue et les taux obtenus dans le cadre de nos activités relatives aux pipelines
- le montant des paiements de capacité et des produits provenant des actifs de production d'électricité attribuables à la disponibilité des installations
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement
- la construction et la réalisation de projets d'immobilisations
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux ainsi que les pressions inflationnistes sur ceux-ci
- la disponibilité et les cours des produits de base
- l'accès aux marchés financiers à des conditions concurrentielles
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit qui l'accompagne
- les décisions des organismes de réglementation et l'issue des procédures judiciaires, y compris l'arbitrage et les réclamations d'assurance
- notre capacité à prévoir efficacement et à évaluer les modifications qui seront apportées aux politiques et aux règlements gouvernementaux, notamment en ce qui concerne l'environnement
- notre capacité à réaliser la valeur de certains actifs corporels et de recouvrements contractuels
- la concurrence au sein des secteurs où nous exerçons nos activités
- les conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles

- les actes de désobéissance civile
- la cybersécurité et les progrès technologiques
- les risques liés à l'ESG
- les répercussions de la transition énergétique sur notre entreprise
- la conjoncture économique en Amérique du Nord ainsi que dans le monde
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, et leurs répercussions.

Vous trouverez des renseignements supplémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs dans le rapport de gestion et les autres rapports que nous avons déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC.

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

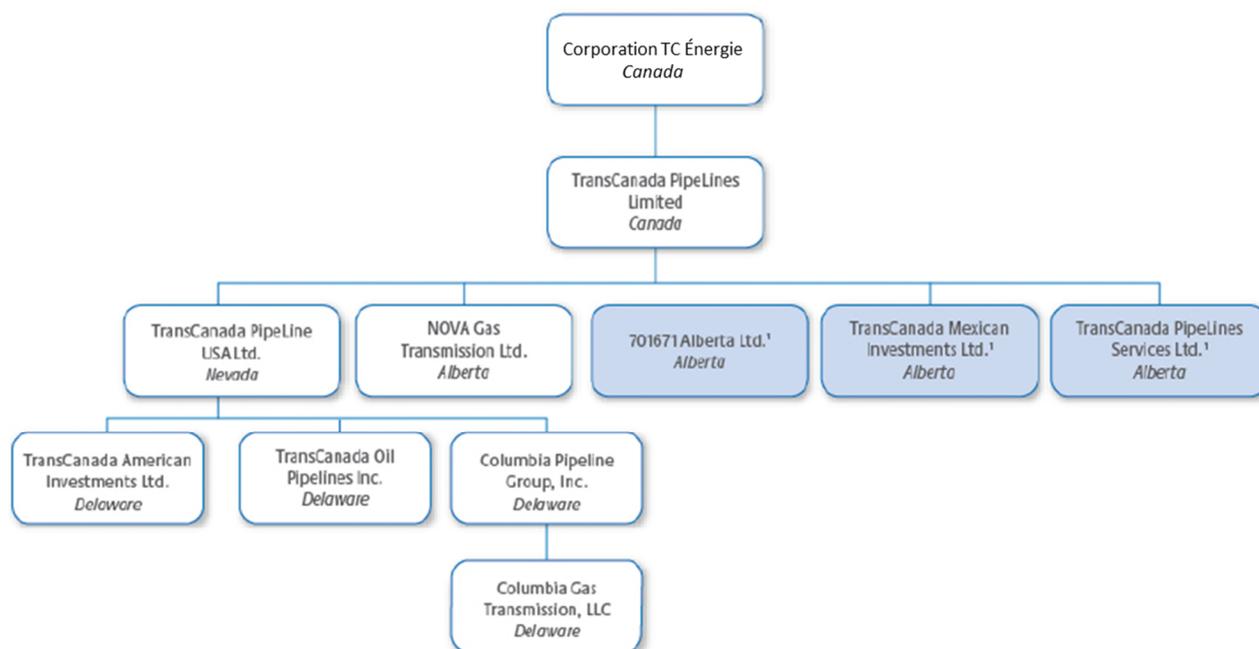
Corporation TC Énergie

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Notre siège social et notre principal établissement sont situés au 450 – 1 Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1. TC Énergie a été constituée aux termes des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») le 25 février 2003 dans le cadre d'un plan d'arrangement avec TCPL (l'« arrangement »), qui a établi TC Énergie 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. TCPL continue d'exercer ses activités à titre de principale filiale en exploitation de TC Énergie. TC Énergie ne détient directement aucun actif important autre que les actions ordinaires de TCPL et les sommes à recevoir de certaines filiales de TC Énergie.

LIENS INTERSOCIÉTÉS

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



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

¹ Les actifs et produits de 701671 Alberta Ltd., de TransCanada Mexican Investments Ltd. et de TransCanada PipeLines Services Ltd. ne dépassent pas 10 % des actifs ou produits consolidés totaux de TC Énergie, mais ils ont été inclus afin de respecter les critères relatifs aux produits et actifs consolidés totaux des filiales exclues selon lesquels ceux-ci doivent être inférieurs à 20 %.

Développement général de l'activité

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie et les solutions énergétiques. Pour que l'information communiquée corresponde au processus décisionnel de la direction concernant nos activités et à la façon dont le rendement de nos activités est évalué, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : les gazoducs canadiens, les gazoducs américains, les gazoducs mexicains, les pipelines de liquides et l'énergie et les solutions énergétiques. Nous avons également un secteur d'entreprise regroupant les fonctions générales et administratives qui assure la gouvernance et le financement des secteurs d'activité de TC Énergie et qui leur apporte d'autres formes de soutien.

Les gazoducs et les pipelines de liquides comprennent principalement nos gazoducs et nos pipelines de liquides respectifs au Canada, aux États-Unis et au Mexique ainsi que nos activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis.

Le secteur de l'énergie et des solutions énergétiques regroupe nos activités d'exploitation des installations énergétiques ainsi que nos activités de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada.

Les faits nouveaux importants concernant nos activités relatives aux gazoducs, aux pipelines de liquides et à l'énergie et aux solutions énergétiques, 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 2023 sont décrits ci-après. De plus amples renseignements concernant les faits nouveaux dans notre entreprise, y compris les changements qui devraient survenir selon nous en 2023, figurent aux rubriques *Entreprise de gazoducs*, *Gazoducs — Canada*, *Gazoducs — États-Unis*, *Gazoducs — Mexique*, *Pipelines de liquides* et *Énergie et solutions énergétiques* du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens

Date	Description du fait nouveau
PIPELINES RÉGLEMENTÉS AU CANADA	
Réseau de NGTL - Programme d'expansion de 2021	
2020	En 2020, nous avons obtenu l'approbation réglementaire pour un programme d'expansion (le « programme d'expansion de 2021 ») au sein de notre réseau de collecte et de transport du gaz naturel pour le BSOC (le « réseau de NGTL ») et avons entamé les travaux de construction.
2021	En 2021, les travaux de construction pour le programme d'expansion de 2021 ont continué de progresser, et une portion d'environ 0,9 G\$ des installations avait été mise en service au 31 décembre 2021.
2022	Le programme d'expansion de 2021 comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 344 km (214 milles), trois nouvelles unités de compression et des installations connexes et est censé augmenter la capacité du réseau de NGTL de 1,59 PJ/j (1,45 Gpi ³ /j). La construction du programme d'expansion est presque terminée, et le coût en capital estimé du programme s'élève à 3,5 G\$ en raison des retards liés à la réglementation et aux conditions météorologiques ainsi que des pressions inflationnistes observées tout au long de la construction. Au 31 décembre 2022, une portion de 3,0 G\$ des installations du programme avait été mise en service, ce qui a permis d'augmenter la capacité du réseau NGTL de 1,4 PJ/j (1,3 Gpi ³ /j). Les installations nécessaires à la déclaration de la capacité résiduelle devraient être mises en service au premier trimestre de 2023.
Réseau de NGTL - Programme d'expansion de 2022	
2021	En 2021, nous avons obtenu l'approbation réglementaire pour un programme d'expansion (le « programme d'expansion de 2022 »). Les travaux de construction ont commencé en septembre 2021, et la mise en service est prévue à compter du quatrième trimestre de 2022.
2022	Le programme d'expansion de 2022 comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 166 km (103 milles), une unité de compression et des installations connexes et est censé offrir une capacité supplémentaire d'environ 773 TJ/j (722 Mpi ³ /j) pour répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin pour des périodes minimales de huit ans. Les pressions inflationnistes et les retards liés à la réglementation ont contribué à l'augmentation du coût estimatif du programme, qui s'établit désormais à 1,5 G\$. Au 31 décembre 2022, une portion de 0,6 G\$ des installations avait été mise en service, et les installations restantes devraient être mises en service au premier semestre de 2023.
Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023	
2020	En 2020, nous avons approuvé, sous réserve de l'approbation réglementaire requise, l'expansion du réseau intrabassin de NGTL visant une nouvelle capacité de livraison intrabassin de 331 TJ/j (309 Mpi ³ /j) soutenue par des contrats pour des périodes de 15 ans d'un coût en capital estimatif se chiffrant à 0,9 G\$.
2021	En 2021, nous avons obtenu l'approbation réglementaire afin de construire et d'exploiter l'expansion du réseau intrabassin de NGTL. À la lumière des réponses à l'invitation à soumissionner en vue de l'optimisation de la capacité en 2021, les modifications de l'approvisionnement prévu ont réduit la portée du programme; celui-ci comporte désormais de nouveaux pipelines d'une longueur de 23 km (14 milles) et deux nouvelles stations de compression, il est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans visant une capacité d'environ 255 TJ/j (238 Mpi ³ /j), et son coût en capital est estimé à 0,6 G\$.
2022	Les activités de construction ont commencé en 2022, et les dates de mise en service sont prévues à compter de la fin de 2023.
Programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills	
2020	En 2020, nous avons soumis des demandes d'approbation pour construire et exploiter certaines installations dans le cadre du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills d'un coût en capital estimatif de 0,8 G\$ et avons obtenu les approbations réglementaires se rapportant à une portion de 0,2 G\$ de ces installations.

Date	Description du fait nouveau
2021	En 2021, nous avons obtenu des approbations réglementaires supplémentaires à l'égard de demandes en instance visant la construction et l'exploitation d'une tranche de 0,4 G\$ des installations et présenté des demandes réglementaires pour les installations restantes dans le cadre du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills.
2022	Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills est un projet d'expansion sur plusieurs années du réseau de NGTL et du réseau Foothills qui vise à faciliter l'accroissement de la capacité d'exportation visée par des contrats se raccordant au réseau de gazoducs de Gas Transmission Northwest (le « réseau de GTN »). Le programme combiné des réseaux de NGTL et de Foothills comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 107 km (66 milles) et des installations connexes et repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi ³ /j). En 2022, les travaux de construction ont débuté sur trois des six tronçons de gazoduc; un tronçon a été mis en service au quatrième trimestre de 2022, et les travaux de construction se poursuivront sur les deux autres tronçons en 2023. Nous avons obtenu les principales approbations réglementaires et attendons toujours certains permis connexes nécessaires, que nous prévoyons obtenir au premier semestre de 2023. La complexité du terrain, les pressions inflationnistes, les retards dans l'obtention des permis ainsi que les conditions additionnelles d'obtention des permis ont contribué au coût estimatif du programme, qui s'établit à 1,6 G\$. Au 31 décembre 2022, une portion de 0,3 G\$ des installations avait été mise en service, et toutes les autres installations prévues sont censées être mises en service tout au long de 2023, sous réserve de l'obtention en temps opportun des permis connexes en attente.
Projet Valhalla North et Berland River (le « projet VNBR »)	
2022	En novembre 2022, nous avons donné notre aval au projet VNBR, qui répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés; le projet VNBR ajoutera au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 527 TJ/j (500 Mpi ³ /j) et est censé contribuer à la réduction de l'intensité des émissions de GES dans l'ensemble du réseau. Le projet, dont le coût en capital est estimé à 0,6 G\$, comprend un nouveau gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles), une nouvelle unité de compression électrique à émissions nulles et des installations connexes. Le dépôt auprès de la Régie d'une demande à l'égard du projet est prévu pour le troisième trimestre de 2023 et la mise en service est attendue en 2026, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation.
Réseau de NGTL - Canalisation principale North Montney (la « CPNM »)	
2020	En mars 2020, la Régie a rendu une décision et approuvé sans modification tous les éléments de la demande concernant les services et la conception des droits du réseau de NGTL. En janvier 2020, le tronçon Aitken Creek du projet North Montney, d'une valeur de 1,1 G\$, a été mis en service, et le dernier tronçon du projet, Kahta South, a été mis en service en mai 2020. Toutes les stations de compression, tous les tronçons du gazoduc et 11 des 13 postes de comptage étaient achevés et opérationnels en date du 31 décembre 2020.
2021	En 2021, les deux derniers postes de comptage ont été mis en service.
Réseau de NGTL - Règlements sur les besoins en produits	
2020	Après l'expiration du règlement 2018-2019, le réseau de NGTL a été exploité aux termes de droits provisoires jusqu'en août 2020, moment où la Régie a approuvé la demande de règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 du réseau de NGTL. Depuis le 1 ^{er} janvier 2020, le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 (le « règlement 2020-2024 »), qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les droits baissent sous le seuil précisé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.
Règlement relatif au réseau principal au Canada	
2020	En 2020, le réseau principal au Canada était exploité aux termes de la demande tarifaire pour la période 2015-2030, qui a été approuvée en 2014 et est arrivée à échéance le 31 décembre 2020. Les modalités de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 prévoyaient un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. En avril 2020, la Régie a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité (le « Règlement relatif au réseau principal pour la période 2021-2026 ») entre le réseau principal au Canada, ses clients et d'autres parties prenantes.

Date	Description du fait nouveau
2021	En 2021, le réseau principal au Canada a commencé à être exploité aux termes du Règlement relatif au réseau principal pour la période 2021-2026.
2022	Le réseau principal au Canada continue d'être exploité aux termes du Règlement relatif au réseau principal pour la période 2021-2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et un incitatif pour réduire les coûts et pour augmenter les produits tirés du pipeline aux termes d'un mécanisme de partage avantageux avec nos clients.

PROJETS DE PIPELINES DE GNL

Coastal GasLink

2020	En mai 2020, nous avons réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »). Dans le cadre de l'opération, Coastal GasLink LP nous a confié en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc. À compter de la clôture, nous avons commencé à comptabiliser les honoraires d'aménagement gagnés au cours de la construction du gazoduc au titre des services de gestion et d'administration financière que nous fournissons, et à comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation. En parallèle avec la vente de cette participation, Coastal GasLink LP a conclu des facilités de crédit dédiées au projet qui serviront à financer la plus grande partie des coûts de construction du projet Coastal GasLink.
2021	En raison des changements apportés à la portée du projet, des retards passés dans l'obtention des permis par rapport au calendrier de construction initial et des répercussions de la COVID-19, notamment un décret de santé publique promulgué par la médecin hygiéniste en chef de la Colombie-Britannique qui restreignait le nombre de travailleurs sur les chantiers de construction de la fin décembre 2020 jusqu'à la mi-avril 2021, les coûts du projet ont augmenté considérablement, et un retard de l'achèvement du projet par rapport aux coûts et à l'échéancier établis initialement pour le projet a été observé. Coastal GasLink est en litige avec LNG Canada en ce qui a trait à la comptabilisation de certains coûts et à l'incidence sur l'échéancier, et le règlement de ce litige déterminera le niveau final de financement par emprunt nécessaire au financement du projet et les sommes que devront fournir sous forme de capitaux propres les partenaires de Coastal GasLink LP, dont TC Énergie. À titre de mesure provisoire, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonnée afin de fournir un financement temporaire additionnel au projet, au besoin, pouvant atteindre 3,3 G\$ en attendant l'obtention du financement de projet de 6,8 G\$ requis pour couvrir les coûts supplémentaires. En date du 31 décembre 2021, le projet était terminé à plus de 59 %.
2022	<p>Le gazoduc Coastal GasLink, d'une longueur de 670 km (416 milles), est un projet actuellement en construction dont la capacité initiale sera d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j). Une fois achevé, le gazoduc acheminera le gaz naturel à partir d'un point de réception dans la région de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à une usine de liquéfaction de gaz naturel située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. L'installation de traitement de GNL, qui appartient à LNG Canada, est aussi en construction actuellement. Le service de transport par gazoduc est soutenu par des contrats de services de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) conclus avec chacun des cinq participants à la coentreprise LNG Canada. Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP, le partenariat propriétaire du gazoduc dont les services ont été retenus pour concevoir, construire et exploiter le gazoduc.</p> <p>Le projet de gazoduc Coastal GasLink est terminé à environ 84 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 96 %, et les canalisations ont été soudées, abaissées et remblayées sur plus de 510 km. Des activités de remise en état sont en cours à plusieurs endroits.</p> <p>En mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation pouvant atteindre 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du gazoduc, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNG Canada.</p> <p>En juillet 2022, Coastal GasLink LP a signé des ententes définitives avec LNG Canada, TC Énergie et les autres partenaires de Coastal GasLink LP (collectivement, les « ententes de juillet 2022 ») qui ont modifié les ententes existantes relatives au projet de manière à aborder et à régler les différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink. Les ententes révisées prévoient une nouvelle date cible d'achèvement des travaux mécaniques, soit le 31 décembre 2023, et une nouvelle estimation des coûts en capital du projet qui reflète, entre autres, l'élargissement de la portée du projet et les effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP.</p>

Date	Description du fait nouveau
	<p>Après la signature des ententes de juillet 2022, le projet a fait face à d'importantes pressions en matière de coûts reflétant la conjoncture difficile du marché du travail dans l'Ouest canadien, les pénuries de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence du rendement moindre des entrepreneurs et les différends, ainsi que d'autres événements imprévus, notamment les sécheresses, l'érosion et les difficultés à contrôler les sédiments. Une analyse détaillée des risques liés aux coûts et à l'échéancier (l'« analyse des risques ») a été réalisée afin d'évaluer la conjoncture actuelle du marché et les risques et incertitudes potentiels touchant le reste de la portée du projet. Par suite de l'analyse des risques, l'estimation des coûts d'achèvement du gazoduc a été portée à environ 14,5 G\$. Cette estimation ne tient pas compte d'éventuels recouvrements de coûts et comprend des provisions pour éventualités liées à certains facteurs hors du contrôle de Coastal GasLink LP, comme les conditions de travail, le rendement moindre des entrepreneurs et les événements liés aux conditions météorologiques. Selon le plan de travail, l'achèvement des travaux mécaniques est toujours prévu d'ici la fin de 2023, tandis que les travaux de mise en service et de remise en état se poursuivront en 2024 et en 2025. TC Énergie prévoit financer les coûts supplémentaires du projet et elle recherche activement des facteurs d'atténuation et des recouvrements qui pourraient compenser une partie de ces coûts, dont certains ne seront déterminés définitivement qu'après la mise en service du gazoduc. L'analyse des risques tient également compte de l'incidence possible d'une prolongation de la construction en 2024. Le cas échéant, les coûts augmenteraient d'un montant pouvant atteindre 1,2 G\$.</p> <p>En conséquence, nous avons effectué une évaluation et conclu que la juste valeur de notre investissement était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une autre perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP et nous avons ainsi comptabilisé une dépréciation de 3,0 G\$ avant impôt (2,6 G\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2022. En raison des dispositions en matière de financement comprises dans les ententes de juillet 2022, nous prévoyons financer un montant supplémentaire de 3,3 G\$ découlant de l'estimation révisée du coût en capital jusqu'à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, et une partie importante de cet investissement futur dans Coastal GasLink LP devrait subir une dépréciation. Nous continuerons d'évaluer les autres diminutions durables de la juste valeur de notre participation et l'ampleur des charges de dépréciation supplémentaires, le cas échéant, dépendra de notre évaluation effectuée à la date de clôture visée.</p> <p>Dorénavant, les coûts du projet seront financés en partie par les facilités de crédit dédiées au projet existantes, dont le montant disponible total révisé est de 8,4 G\$. Les capitaux supplémentaires requis pour financer la construction du gazoduc proviendront d'abord d'une convention de prêt subordonné entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur cet emprunt seront remboursés au moyen des apports de capitaux propres à la coentreprise faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la date de mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs du projet seront connus. Nous prévoyons financer, sauf dans certaines conditions, la majeure partie des apports de capitaux propres supplémentaires requis en raison de l'augmentation des coûts en capital, conformément aux modalités contractuelles, mais cela ne modifiera pas notre participation de 35 %. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée du projet s'élèvera à environ 5,4 G\$, compte tenu des apports comptabilisés jusqu'à la fin de 2022.</p>

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs américains

Date	Description du fait nouveau
GAZODUCS AMÉRICAINS - COLUMBIA PIPELINE GROUP	
Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 visant Columbia Gas	
2020-2022	En juillet 2020, Columbia Gas a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximaux de transport avec prise d'effet le 1 ^{er} février 2021. En juillet 2021, Columbia Gas a avisé la FERC qu'elle avait conclu un règlement de principe avec ses clients portant sur toutes les questions en suspens liées au dossier, notamment en ce qui a trait à la résolution des tarifs et à la poursuite du programme de modernisation de Columbia Gas. Columbia Gas a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en février 2021 et a obtenu l'approbation de la FERC en février 2022. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1 ^{er} avril 2025, et Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1 ^{er} avril 2026. Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement ont été remboursés aux clients, intérêts compris, au deuxième trimestre de 2022.
Columbia Gas - projet VR	
2021	En juillet 2021, nous avons approuvé le projet VR, projet visant le marché de livraison de Columbia Gas qui remplacera et modernisera certaines installations et qui permettra aussi de réduire les émissions sur certains tronçons du réseau de gazoducs de Columbia Gas sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées sont censées rehausser la fiabilité du réseau et nous permettront aussi d'offrir des services de transport supplémentaires pour répondre à la demande croissante aux termes des contrats à long terme tout en réduisant les émissions directes de dioxyde de carbone (« CO ₂ eq »).
2022	Le projet VR a déposé sa demande de certificat auprès de la FERC au troisième trimestre de 2022 et devrait être mis en service en 2025. Le projet a un coût en capital estimatif de 0,7 G\$ US et est soumis aux conditions préalables d'usage et aux approbations réglementaires dans le cours normal des activités.
Columbia Gas - Programme de modernisation II	
2018-2020	Columbia Gas et ses clients ont conclu une convention de règlement (le « programme de modernisation II »), qui a été approuvée par la FERC et qui prévoit un recouvrement et un rendement du capital investi dans la modernisation du réseau, l'amélioration de l'intégrité du réseau et le renforcement de la fiabilité et de la souplesse du service. Le programme de modernisation II comprend, entre autres, le remplacement de pipelines et d'installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle. Le programme de modernisation II a été approuvé pour des travaux d'un montant maximal de 1,1 G\$ US débutant en 2018 et devant être réalisés d'ici 2020. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service au plus tard le 31 octobre de chaque année perçoivent des produits à compter du 1 ^{er} février de l'année suivante jusqu'à ce que la convention prenne fin à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs après le dépôt par Columbia Gas d'un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 aux termes de la loi intitulée <i>Natural Gas Act</i> . Les dépenses en immobilisations du programme de modernisation II ont été achevées au quatrième trimestre de 2020.
Columbia Gas - Programme de modernisation III	
2021-2022	Columbia Gas et ses clients ont conclu une convention de règlement (le « projet de modernisation III »), qui prévoit le recouvrement des coûts et le rendement du capital investi dans la modernisation du réseau et l'amélioration de la sécurité, de l'intégrité, de la conformité et de la fiabilité du réseau. Le programme de modernisation III comprend, entre autres, le remplacement de pipelines et d'installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle ainsi que des volets visant à accroître l'efficacité énergétique et à réduire les émissions. Le programme a été approuvé pour des travaux d'un montant maximal de 1,2 G\$ US débutant en 2021 et devrait être réalisé d'ici 2024. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service au plus tard le 30 novembre de chaque année perçoivent des produits à compter du 1 ^{er} avril de l'année suivante jusqu'à ce que la convention prenne fin. Les nouveaux tarifs entreront en vigueur après le dépôt par Columbia Gas d'un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 subséquent aux termes de la loi intitulée <i>Natural Gas Act</i> .

Date	Description du fait nouveau
Columbia Gas - Acquisition visant KO Transmission	
2022	En avril 2022, nous avons approuvé l'acquisition d'actifs de KO Transmission d'une valeur d'environ 80 G\$ US, lesquels doivent être intégrés au gazoduc de Columbia Gas. L'empreinte élargie devrait permettre une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de Columbia Gas vers les marchés en plein essor des sociétés de distribution de liquides du nord du Kentucky et du sud de l'Ohio et fournir une plateforme pour les dépenses d'investissement futures, y compris la conversion future de centrales électriques alimentées au charbon dans la région. L'approbation de l'acquisition par la FERC a été reçue en novembre 2022, et la clôture de l'opération a eu lieu en février 2023.
Columbia Gulf – Projet Louisiana Xpress	
2022	Le projet Louisiana Xpress a été mis en service graduellement au cours du troisième trimestre de 2022. Le projet de 0,4 G\$ US assure le lien direct entre l'approvisionnement en gaz naturel et les marchés d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique et comprendra la construction de trois nouvelles stations de compression médianes le long du réseau de Columbia Gulf.
AUTRES GAZODUCS AMÉRICAINS	
ANR Pipeline Company (le « pipeline d'ANR ») - Grand Chenier Xpress	
2021	Le projet Grand Chenier Xpress assurera le lien direct entre l'approvisionnement et les marchés d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique et qui comprendra des améliorations connexes à sa station de compression Eunice existante, la construction d'une station de compression médiane et l'ajout d'un nouveau point de livraison situé au point de raccordement, de postes de comptage et d'installations connexes le long du tracé du pipeline d'ANR. La phase I de Grand Chenier Xpress, projet d'expansion d'ANR, a été mise en service en avril 2021. La phase II a été mise en service en janvier 2022.
Pipeline d'ANR – Projet Alberta Xpress	
2020	En février 2020, nous avons approuvé le projet Alberta Xpress.
2023	Le projet Alberta Xpress a été mis en service en janvier 2023. Le projet d'expansion de 0,2 G\$ US d'ANR met à profit la capacité existante du réseau Great Lakes et du réseau principal au Canada pour acheminer l'offre grandissante en provenance du BSOC vers les marchés d'exportation des GNL de la côte américaine du golfe du Mexique.
Pipeline d'ANR - Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower	
2020	En juillet 2020, nous avons approuvé le projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower.
2022	Le projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower, projet d'expansion de 0,3 G\$ US qui est censé remplacer, mettre à niveau et moderniser certaines installations le long d'un tronçon très utilisé du réseau de pipelines d'ANR, tout en réduisant les émissions de GES, a été mis en service en novembre 2022. Les installations améliorées sont censées rehausser la fiabilité du réseau de pipelines d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 132 TJ/j (123 Mpi ³ /j) destinés à une centrale électrique existante près de Joliet (Illinois).
Pipeline d'ANR - Projet d'accès du Wisconsin	
2020	En octobre 2020, nous avons approuvé le projet d'accès du Wisconsin.
2022	Le projet d'accès du Wisconsin, projet de 0,2 G\$ US qui est censé remplacer, mettre à niveau et moderniser certaines installations le long de tronçons du réseau de pipelines d'ANR tout en réduisant les émissions de GES, a été mis en service en novembre 2022. Les installations améliorées sont censées rehausser la fiabilité du réseau de pipelines d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 77 TJ/j (72 Mpi ³ /j) destinés à des services publics du Midwest américain aux termes de contrats à long terme.

Date	Description du fait nouveau
Pipeline d'ANR - Projet WR	
2021	En novembre 2021, nous avons approuvé le projet WR, projet visant les marchés de livraison du réseau de pipelines d'ANR qui consistera à remplacer et à mettre à niveau certaines installations le long de tronçons du réseau de pipelines d'ANR sur les principaux marchés de livraison, tout en réduisant les émissions. Les installations améliorées sont censées rehausser la fiabilité du réseau et permettront aussi l'offre de services de transport supplémentaires destinés à répondre à la demande croissante du Midwest américain aux termes de contrats à long terme tout en réduisant également les émissions de CO ₂ eq. Il est prévu que la mise en service du projet, dont le coût estimatif s'élève à 0,8 G\$, aura lieu au quatrième trimestre de 2025.
2022	Le projet WR a déposé sa demande de certificat auprès de la FERC au quatrième trimestre de 2022.
Pipeline d'ANR - Projet Ventura Xpress	
2022	En décembre 2022, nous avons approuvé le projet Ventura Xpress, un ensemble de projets d'ANR qui vise à améliorer la fiabilité du réseau de base et à offrir des services de transport contractuels à long terme supplémentaires jusqu'à un point de livraison du pipeline Northern Border à Ventura, en Iowa. Il est prévu que la mise en service du projet, dont le coût estimatif s'élève à 0,2 G\$, aura lieu en 2025.
Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 visant ANR	
2022	En janvier 2022, ANR a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximaux de transport avec prise d'effet en août 2022, sous réserve d'un remboursement après la conclusion de l'instance visant les tarifs. En novembre 2022, ANR a avisé la FERC qu'elle avait conclu un règlement de principe avec ses clients. En janvier 2023, le juge de l'ordre administratif président a attesté que le règlement était non contesté et l'a recommandé à la FERC aux fins d'approbation. Bien qu'il n'y ait pas de délai dans lequel la FERC doit donner suite au règlement, conformément aux autres délais récents d'approbation des règlements tarifaires, nous nous attendons à recevoir l'approbation du règlement au début de 2023.
Gas Transmission Northwest LLC (« GTN ») - GTN Xpress	
2019-2022	En octobre 2019, TC PipeLines, LP (« TCLP ») a approuvé les projets GTN Reliability et Xpress, qui consistent en un ensemble de projets d'accroissement de la fiabilité et d'expansion du réseau de GTN qui soutiendront le réseau existant et permettront de transporter les volumes supplémentaires découlant du programme de livraison parcours ouest du réseau de NGTL. La demande de certificat visant le projet d'expansion de 75 M\$ US a été soumise à la FERC au quatrième trimestre de 2021, et il est prévu que ce projet sera mis en service en 2023 (voir la rubrique <i>Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens — Pipelines réglementés au Canada — Programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills</i> ci-dessus).
Règlement tarifaire visant GTN	
2021	En septembre 2021, GTN a déposé un règlement tarifaire non contesté établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seraient en vigueur pour cette entreprise à compter du 1 ^{er} janvier 2022 et instituant un moratoire sur les tarifs qui serait en application jusqu'au 31 décembre 2023. Le règlement tarifaire non contesté a été approuvé par la FERC en novembre 2021. Les tarifs révisés ne devraient pas avoir une incidence importante sur le résultat comparable de notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Par ailleurs, GTN doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 1 ^{er} avril 2024.

Date	Description du fait nouveau
Projet Gillis Access	
2022	<p>En novembre 2022, nous avons approuvé l'aménagement du projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 1,5 Gpi³/j qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, avec les marchés ailleurs en Louisiane. Le système collecteur de 68 km (42 miles) en Louisiane permettra également au marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide, d'accéder à la production de gaz naturel en provenance de Haynesville et constituera une plateforme en vue de la croissance future dans les marchés du sud-est de la Louisiane. Le projet, dont le coût estimatif est de 0,4 G\$ US, devrait être mis en service en 2024.</p> <p>En février 2023, nous avons approuvé un prolongement de 63 km (39 milles) et d'une capacité de 1,4 Gpi³/j du projet Gillis Access afin d'améliorer le raccordement du bassin Haynesville, à Gillis. Sous réserve d'une décision d'investissement finale de la part des clients, le projet, dont le coût estimatif est de 0,3 G\$ US, devrait être mis en service en 2025.</p>
TC PipeLines, LP	
2021	<p>En mars 2021, nous avons réalisé l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation de TCLP dont TC Énergie n'était pas propriétaire véritable, à la suite de quoi TCLP est devenue une filiale en propriété exclusive indirecte de TC Énergie. À la clôture de l'opération et conformément aux modalités de l'acquisition, les porteurs de parts ordinaires de TCLP ont reçu 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public émise et en circulation de TCLP, ce qui a donné lieu à l'émission de 38 millions d'actions ordinaires de TC Énergie évaluées à environ 2,1 G\$, déduction faite des coûts de l'opération.</p>

Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs mexicains

Date	Description du fait nouveau
GAZODUCS AU MEXIQUE	
Gazoduc Southeast Gateway et alliance avec la CFE	
2022	<p>En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, la CFE, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Cette alliance regroupe les contrats de services de transport conclus précédemment entre Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »), la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes et Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente a aussi permis de régler les procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs Villa de Reyes et Tula et d'y mettre fin.</p> <p>Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 G\$ US.</p> <p>Sous réserve des approbations réglementaires de la commission de la concurrence économique et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH devrait nécessiter jusqu'à 24 mois.</p>
Tula	
2021	<p>En 2021, nous avons travaillé à obtenir les droits de passage nécessaires pour le tronçon ouest du gazoduc Tula afin d'en achever la construction. Les travaux de construction du tronçon central ont été reportés en raison des consultations que mène actuellement le Secrétariat de l'Énergie auprès de la population autochtone. En 2021, nous avons fait progresser le règlement des modalités contractuelles contestées en signant un protocole d'entente en juillet 2021 énonçant les principaux principes du règlement. Des études de faisabilité ont été entreprises avec la CFE aux termes du protocole d'entente afin d'évaluer conjointement les solutions de rechange possibles pour achever le gazoduc Tula.</p>
2022	<p>Nous avons mis en service commercial le tronçon est du gazoduc Tula au troisième trimestre de 2022. De plus, TC Énergie et la CFE ont convenu d'aménager et de terminer conjointement la construction du tronçon central du gazoduc Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale au premier semestre de 2023. Nous travaillons avec la CFE sur le tronçon ouest du gazoduc Tula afin d'obtenir l'accès nécessaire aux terres sur le tronçon ouest et de régler les réclamations juridiques.</p>
Villa de Reyes	
2021	<p>En 2021, nous avons fait progresser le règlement des modalités contractuelles contestées en signant un protocole d'entente en juillet 2021 énonçant les principaux principes du règlement. Les travaux de construction de Villa de Reyes se poursuivent, mais leur achèvement a été reporté en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 et des difficultés entourant les droits de passage dans certaines communautés locales.</p>
2022	<p>Nous avons achevé l'installation des composants mécaniques du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au deuxième trimestre de 2022, tandis que la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons avec la CFE et prévoyons que la mise en service commerciale du tronçon latéral et du tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes aura lieu en 2023.</p>
Sur de Texas	
2020	<p>En mars 2020, nous avons enregistré des produits de 55 M\$ US correspondant à la rémunération par suite du parachèvement de la construction du gazoduc Sur de Texas.</p>

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux gazoducs, y compris les changements qui devraient survenir selon nous en 2022, figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Entreprise de gazoducs*; aux rubriques *Gazoducs — Canada — Les rouages de notre secteur des gazoducs au Canada, Faits marquants, Résultats financiers et Perspectives*; aux rubriques *Gazoducs — États-Unis — Les rouages de notre secteur des gazoducs aux États-Unis, Faits marquants, Résultats financiers et Perspectives*; et aux rubriques *Gazoducs — Mexique — Les rouages de notre secteur des gazoducs au Mexique, Faits marquants, Résultats financiers et Perspectives*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

PIPELINES DE LIQUIDES

Faits nouveaux dans le secteur des pipelines de liquides

Date	Description du fait nouveau
Réseau de pipelines Keystone	
2022	<p>Environ 20 000 b/j de contrats à long terme de l'appel de soumissions de 2019 ont été commercialisés en avril 2022 et 10 000 b/j supplémentaires l'ont été en septembre 2022. En 2019 et en 2020, certains clients de Keystone ont déposé des plaintes devant la FERC et la Régie. Les plaintes indiquaient que Keystone avait fourni des renseignements insuffisants à l'appui de ses tarifs variables estimatifs de 2020 et de 2021 et contestaient le caractère juste et raisonnable des tarifs pour les volumes souscrits de Keystone facturés depuis 2018 et 2020 à la FERC et à la Régie, respectivement. Les procédures de la Régie se sont terminées en septembre 2022 et en décembre 2022, et la Régie a rendu une décision qui a entraîné un ajustement non récurrent de 38 M\$ lié aux droits facturés antérieurement. En janvier 2023, Keystone a déposé une demande de révision et de modification auprès de la Régie contestant le bien-fondé de la décision initiale. L'audience de la FERC a débuté en juin 2022 et s'est terminée en août, et une recommandation judiciaire devrait être publiée au début de 2023. En décembre 2022, une rupture de pipeline est survenue dans le comté de Washington, au Kansas, sur le tronçon du prolongement vers Cushing du réseau de pipelines Keystone. Des efforts de rétablissement et de remise en état sont en cours, et nous nous sommes engagés à remettre entièrement en état le site. À ce jour, nos efforts de récupération du pétrole continuent de progresser avec succès, 90 % du volume rejeté mesuré de 12 937 barils ayant été récupéré. Le tronçon touché a été redémarré après l'approbation du plan de réparation et de redémarrage par la PHMSA. Aux termes d'une ordonnance de mesures correctives, le pipeline doit être exploité selon un régime de réduction de la pression jusqu'à ce que les conditions soient remplies. La cause du déversement fait toujours l'objet d'une enquête. Au 31 décembre 2022, nous avons comptabilisé un passif au titre des mesures de réhabilitation de l'environnement de 650 M\$, avant les recouvrements d'assurance prévus et compte non tenu des amendes et des pénalités potentielles dont le montant ne peut être déterminé à l'heure actuelle. Ce montant représente notre estimation, fondée sur certaines hypothèses, des coûts liés aux activités d'intervention d'urgence, de réhabilitation de l'environnement et de nettoyage nécessaires pour remettre entièrement en état le site. Bien qu'il soit raisonnablement possible que nous engagions des coûts supplémentaires au-delà de ce montant, nous ne sommes actuellement pas en mesure d'estimer la fourchette des coûts supplémentaires possibles. Nous disposons de polices d'assurance adéquates, et il est probable que la majorité des coûts estimatifs des mesures de réhabilitation de l'environnement pourront être recouverts au moyen de notre couverture d'assurance existante. Nous prévoyons que les activités de remise en état seront essentiellement terminées d'ici un an.</p>
Keystone XL	
2020	<p>En avril 2020, nous avons entrepris la construction du pipeline Keystone XL. Nous avons avancé la construction de 180 km (112 milles) de canalisations, de 5 stations de pompage au Canada et de 12 stations de pompage aux États-Unis, et les travaux du tronçon qui traverse la frontière entre les États-Unis et le Canada ont été achevés en juin 2020. Dans le cadre du plan de financement du pipeline Keystone XL, le gouvernement de l'Alberta a investi environ 0,8 G\$ US en capitaux propres au 31 décembre 2020, ce qui a couvert pratiquement tous les coûts de construction jusqu'à la fin de 2020. En août 2020, nous avons annoncé que nous nous étions engagés à construire le pipeline Keystone XL en ne faisant appel qu'à de la main-d'œuvre syndiquée aux États-Unis. De plus, nous avons pris l'engagement de verser plus de 10 M\$ pour créer un fonds de formation sur les emplois verts (<i>Green Jobs Training Fund</i>) afin de participer à la formation des travailleurs syndiqués qui prennent part à des projets d'énergie renouvelable. En novembre 2020, nous avons signé des accords avec Natural Law Energy, qui prévoyaient un investissement éventuel de cinq Premières Nations de l'Alberta et de la Saskatchewan pouvant aller jusqu'à 1,0 G\$ dans Keystone XL et d'autres projets futurs liés aux liquides.</p>

Date	Description du fait nouveau
2021	Après la révocation du permis présidentiel de 2019 qui visait le projet de pipeline Keystone XL en janvier 2021 et après avoir examiné toutes les options qui s'offraient à nous en consultation avec notre partenaire, le gouvernement de l'Alberta, nous avons abandonné le projet de pipeline Keystone XL en juin 2021. Nous avons déterminé que la valeur comptable de ces actifs n'était plus entièrement recouvrable. Nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon, de 2,8 G\$ (2,1 G\$ après impôt) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, laquelle a été exclue du résultat comparable. Nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 2,1 G\$ après impôt, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon du projet de pipeline Keystone XL, mais une partie importante de ce montant faisait l'objet d'un partage avec le gouvernement de l'Alberta, atténuant ainsi les conséquences financières nettes pour nous. Après la révocation du permis présidentiel de 2019, les travaux de construction ont cessé, sauf certaines activités nécessaires aux fins du nettoyage et de la remise en état des sites de travail conformément à notre engagement de protection de la sécurité et de l'environnement et aux exigences réglementaires auxquelles nous sommes soumis. Les travaux de nettoyage et de remise en état de l'emprise sont essentiellement terminés tandis que les activités d'abandon se sont poursuivies au cours de l'exercice 2022. En novembre 2021, nous avons déposé une demande d'arbitrage afin d'introduire officiellement une plainte en vertu de l'ancien ALENA visant à compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel de 2019 relatif au projet de pipeline Keystone XL.
2022	En septembre 2022, le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements a officiellement constitué un tribunal pour entendre notre demande d'arbitrage aux termes de l'ALENA dans le cadre de laquelle nous cherchons à recouvrer plus de 15 G\$ US en dommages-intérêts financiers par suite de la révocation du permis présidentiel pour le projet de pipeline Keystone XL. Cette requête étant à un stade préliminaire, il est actuellement impossible d'établir à quel moment l'issue sera connue. Les activités d'abandon de Keystone XL entreprises en 2022, y compris la cession et la préservation d'actifs, se poursuivront tout au long de 2023. Nous continuerons de nous concerter avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de respecter nos engagements en matière d'environnement et de réglementation.
Northern Courier	
2021	En novembre 2021, nous avons vendu notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier pour un produit de 35 M\$.
Port Neches	
2021	En mars 2021, nous avons conclu une coentreprise avec Motiva Enterprises (« Motiva ») pour construire le réseau de pipelines Port Neches Link de 152 M\$ US qui permettra de raccorder le réseau de pipelines Keystone au terminal de Motiva à Port Neches, lequel achemine 630 000 b/j à sa raffinerie de Port Arthur. Ce réseau de pipelines communs comprendra aussi des installations visant à raccorder d'autres terminaux de liquides au réseau de pipelines Keystone et à d'autres infrastructures en aval.
2022	La construction du réseau de pipelines Port Neches Link est presque terminée. Les retards dans l'expédition des matériaux attribuables à la chaîne d'approvisionnement ont retardé l'achèvement des travaux, qui a été repoussé du deuxième semestre de 2022 au premier trimestre de 2023.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs aux pipelines de liquides, y compris les changements qui devraient survenir selon nous en 2023, figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Pipelines de liquides — Les rouages de notre secteur des pipelines de liquides*, *Faits marquants*, *Résultats financiers* et *Perspectives*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Faits nouveaux dans le secteur de l'énergie et des solutions énergétiques

Date	Description du fait nouveau
ÉNERGIE AU CANADA	
Projet solaire de Saddlebrook	
2022	En octobre 2022, nous avons annoncé le début des travaux préalables à la construction du projet solaire de Saddlebrook, d'une capacité de 81 MW, situé à proximité d'Aldersyde, en Alberta. Le coût en capital prévu se chiffre à 146 M\$, le projet étant en partie financé à hauteur de 10 M\$ par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta). La fin des travaux de construction est prévue pour 2023.
Centrales alimentées au gaz naturel de l'Ontario	
2020-2021	En mars 2020, nous avons mis en service la centrale de Napanee. En avril 2020, nous avons réalisé la vente de nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale d'Ontario Power Generation pour un produit net d'environ 2,8 G\$, avant les ajustements postérieurs à la clôture. La perte totale de 676 M\$ avant impôt (470 M\$ après impôt) liée à cette opération tient compte des pertes comptabilisées en 2019 alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente et d'un ajustement postérieur à la clôture en 2021 ainsi que de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Cette perte pourrait être révisée ultérieurement, lors du règlement des réclamations d'assurance en cours.
Convention d'achat d'électricité (« CAE ») pour la centrale éolienne de Sharp Hills	
2021	En septembre 2021, nous avons conclu une CAE d'une durée de 15 ans visant la totalité de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales de la centrale éolienne de 297 MW de Sharp Hills, dans l'est de l'Alberta. La centrale éolienne de Sharp Hills devrait entrer en service en 2023, sous réserve des approbations réglementaires et des conditions habituelles.
Bruce Power	
2020	L'arrêt d'exploitation pour RCM du réacteur 6 de Bruce Power a débuté en janvier 2020 et devrait se terminer en 2023. À la fin mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure aux termes de son contrat avec l'IESO. Cet avis de force majeure portait sur le programme de RCM du réacteur 6 et sur certains travaux de gestion d'actifs. En mai 2020, les travaux ont repris dans le cadre des programmes de RCM du réacteur 6 et de gestion d'actifs, et des mesures de prévention supplémentaires ont été mises en place pour assurer la sécurité des travailleurs dans le contexte de la COVID-19. L'incidence du cas de force majeure dépendra en définitive de la capacité de recouvrer les coûts engagés en raison des répercussions conformément aux dispositions relatives aux cas de force majeure du contrat avec l'IESO. En octobre 2020, le projet de RCM du réacteur 6 a franchi un jalon important, alors que la phase de préparation a pris fin et que le programme de remplacement de la conduite d'alimentation et du canal de combustible a débuté. Les activités d'exploitation des autres réacteurs se sont poursuivies comme en temps normal, les arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ayant été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2020, et l'arrêt d'exploitation du réacteur 8 ayant été effectué au quatrième trimestre de 2020.

Date	Description du fait nouveau
2021	<p>Au milieu de 2021, dans le cadre des inspections et des activités d'essai, d'analyse et d'entretien prévues à Bruce Power pendant l'arrêt d'exploitation en cours pour RCM du réacteur 6 et l'arrêt prévu du réacteur 3, des lectures plus élevées que prévu de la concentration d'hydrogène dans les tubes de force ont été détectées. Une évaluation de tous les réacteurs de Bruce Power a permis de conclure que ces lectures étaient limitées à une très petite partie des tubes respectifs et qu'elles n'ont pas eu d'incidence sur la sécurité ni sur l'intégrité des tubes de force. En octobre 2021, le réacteur 3 a été remis en service après l'approbation par la Commission canadienne de sûreté nucléaire de la demande de redémarrage de Bruce Power à l'issue d'inspections complètes ayant démontré que la sécurité et l'intégrité des tubes de force continuaient de satisfaire aux exigences réglementaires. Bruce Power intègre désormais des inspections supplémentaires à ses programmes de surveillance normaux pour donner suite aux nouvelles constatations et poursuivra la mise en œuvre d'autres programmes qui visent à établir l'aptitude au service à des concentrations élevées d'hydrogène. Ces inspections ont été ajoutées à l'arrêt prévu du réacteur 7, qui a été remis en service en janvier 2022. Le programme de RCM du réacteur 6 respecte toujours l'échéancier et le budget. S'il y a lieu, Bruce Power cherchera à obtenir le recouvrement des coûts engagés en raison de ces répercussions conformément aux dispositions relatives aux cas de force majeure du contrat avec l'IESO. La phase d'inspection du programme tire à sa fin et la phase d'installation a débuté. La préparation du programme de RCM du réacteur 3, soit le prochain arrêt d'exploitation prévu aux fins du programme de RCM, se poursuit, et Bruce Power a soumis son estimation définitive du coût et de l'échéancier à l'IESO en décembre 2021. Ainsi, Bruce Power a soumis son estimation provisoire initiale du coût et de l'échéancier pour le programme de RCM du réacteur 4, qui est le prochain réacteur prévu après le réacteur 3. En 2021, Bruce Power a lancé son projet 2030, qui vise l'atteinte d'une production de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre. Le projet 2030 portera essentiellement sur l'optimisation continue des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe de Bruce Power; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie.</p>
2022	<p>En mars 2022, l'IESO a vérifié l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCM du réacteur 3 de Bruce Power soumis en décembre 2021. Le programme de RCM du réacteur 3 doit débuter en mars 2023 pour se terminer en 2026. Le programme de RCM du réacteur 6 passe à la dernière partie de la phase d'installation et respecte toujours l'échéancier et le budget prévus, la remise en service étant prévue au quatrième trimestre de 2023. Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté en avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCM du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2027, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle. Le réacteur 4 de Bruce Power, le troisième réacteur soumis au programme de RCM de Bruce Power, a terminé sa phase de définition en juin 2022 et en est maintenant à la phase de préparation menant à une décision d'investissement finale, attendue au quatrième trimestre de 2023. Une base d'estimation préliminaire (qui comprend le coût initial et un calendrier estimatif) a été soumise à l'IESO au quatrième trimestre de 2022. Les investissements futurs dans le RCM feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et l'IESO.</p>
Projet de station de transfert d'énergie par pompage en Ontario	
2021-2022	<p>Dans le cadre de notre stratégie visant à saisir les occasions qui tirent parti de la transition vers des sources d'énergie à moindres émissions de carbone, nous poursuivons la réalisation du projet de station de transfert d'énergie par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées près de Meaford, en Ontario. Le projet vise à fournir 1 000 MW d'énergie propre et adaptable au réseau d'électricité de la province selon le procédé de transfert d'énergie par pompage hydraulique. Deux jalons du projet ont été franchis en 2021. En juillet 2021, le ministère fédéral de la Défense nationale a accordé un droit de passage à long terme sur la propriété du centre d'instruction de la 4^e Division du Canada pour l'aménagement des installations à cet endroit. En novembre 2021, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a ordonné à l'IESO de faire passer le projet à l'étape 2 de son processus de propositions spontanées. Après leur mise en service, les installations pourront stocker l'énergie sans émissions qui sera disponible et l'injecter dans le réseau ontarien durant les périodes de pointe de la demande, ce qui maximisera la valeur des installations de production d'énergie sans émissions de la province. Nous continuons également de consulter la nation des Ojibways Saugeen et d'autres groupes autochtones ainsi que d'autres parties prenantes locales alors que nous continuons de faire progresser ce projet, qui demeure assujéti à diverses conditions et approbations, notamment l'approbation de notre conseil d'administration.</p>

Date	Description du fait nouveau
TransCanada Turbines Ltd.	
2020	En novembre 2020, nous avons acquis la participation résiduelle de 50 % dans TransCanada Turbines Ltd. pour une contrepartie en espèces de 67 M\$ US.
INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS	
2021	En 2021, dans le cadre d'une demande d'information, nous avons annoncé que nous sommes à la recherche d'éventuels contrats et/ou occasions d'investissement visant des projets d'énergie éolienne pouvant atteindre 620 MW, des projets d'énergie solaire pouvant atteindre 300 MW et des projets de stockage d'énergie pouvant atteindre 100 MW afin de combler les besoins d'électricité liés aux actifs du réseau de pipelines Keystone situés aux États-Unis. Nous avons aussi repéré d'importantes occasions innovantes de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier à proximité de nos corridors. Nous avons reçu un grand nombre de réponses à notre demande d'information.
2022	En date du 31 décembre 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne et solaire d'une capacité d'environ 600 MW.
AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	
Carburants renouvelables de Lynchburg	
2022	En octobre 2022, nous avons annoncé un investissement de 29 M\$ US pour acquérir une participation de 30 % dans le projet de carburants renouvelables de Lynchburg, une installation de production de gaz naturel renouvelable située à Lynchburg, au Tennessee, qui est aménagée par 3 Rivers Energy Partners, LLC (« 3 Rivers Energy »). En plus de notre participation, nous commercialiserons l'ensemble du GNR et des attributs environnementaux générés par l'installation lorsqu'elle sera en service, ce qui devrait se produire en 2024. Nous avons aussi la possibilité de participer à l'aménagement conjoint de futurs projets de GNR avec 3 Rivers Energy.
Carrefours de production d'hydrogène	
2021-2022	Nous avons conclu des ententes d'aménagement conjoint distinctes avec Nikola Corporation (« Nikola ») et Hyzon Motors Inc. (« Hyzon ») visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grandes entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. Dans le cadre de l'entente d'aménagement conjoint, Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène et soutiendront le développement conjoint de centres de production d'hydrogène vert et bleu à grande échelle. L'entente d'aménagement conjoint avec Hyzon est censée soutenir l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de GNR, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations devraient être situées à proximité de la demande et soutiendraient le déploiement par Hyzon de véhicules selon le modèle du retour à la base. Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment explorer l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline et/ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène. En avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène, dont la capacité de production s'établirait à environ 60 tonnes d'hydrogène par jour et pourrait être portée à 150 tonnes d'hydrogène par jour dans l'avenir. Le carrefour s'étendrait sur 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale en 2024, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux relatifs à l'énergie et aux solutions énergétiques, y compris les changements qui devraient survenir selon nous en 2023, figurent dans le rapport de gestion aux rubriques *Énergie et solutions énergétiques* — *Les rouages de notre secteur de l'énergie et des solutions énergétiques*, *Faits marquants*, *Résultats financiers* et *Perspectives*, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Notre vision, c'est d'être la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, aujourd'hui et dans l'avenir. L'adhésion à la transition énergétique en cours et la participation à un monde énergétique à faibles émissions de carbone font partie intégrante de cet avenir. Alors que la transition énergétique se poursuit, nous voyons là une occasion importante de réduire nos émissions et de travailler en partenariat avec nos clients et les autres secteurs qui sont également à la recherche de solutions à faibles émissions de carbone. À l'heure actuelle, la façon dont le secteur énergétique évoluera et la vitesse à laquelle il le fera sont incertaines. Nous continuons d'observer une dépendance à l'égard des sources existantes de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité, pour lesquelles nous fournissons actuellement des services à notre clientèle.

Nous ciblons actuellement cinq domaines d'intervention dans le but de réduire l'intensité des émissions provenant de nos activités tout en saisissant les occasions de croissance qui répondent aux besoins énergétiques de l'avenir, à savoir :

- moderniser notre système et nos actifs existants
- décarboniser notre consommation énergétique
- promouvoir les solutions et technologies numériques
- tirer parti des crédits et des compensations carbone
- investir dans les énergies et les infrastructures à faibles émissions de carbone, comme les énergies renouvelables et les technologies et les combustibles émergents.

De plus amples renseignements concernant les faits nouveaux dans notre entreprise, y compris les changements qui devraient survenir selon nous en 2023 au sujet de ces faits nouveaux, figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Énergie et solutions énergétiques — Les rouages de notre secteur de l'énergie et des solutions énergétiques — Faits marquants — Autres solutions énergétiques*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Activités de TC Énergie

Notre entreprise se compose de réseaux de transport, de stockage et de livraison du gaz naturel et du pétrole brut et d'actifs du secteur de la production d'électricité qui produisent de l'électricité afin de répondre aux besoins des entreprises et des collectivités dans tout le continent.

Notre vision, c'est d'être la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, aujourd'hui et dans l'avenir, en produisant, en stockant et en livrant de façon sécuritaire l'énergie dont les gens ont besoin chaque jour. Notre objectif est de développer, de bâtir et d'exploiter un portefeuille d'infrastructures qui nous permet de prospérer, peu importe le rythme et l'orientation de la transition énergétique. Nos produits tirés de l'exploitation par secteur pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021 figurent à la rubrique *Au sujet de la société — Points saillants des résultats financiers de 2022 — Résultats consolidés* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

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

GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs transporte du gaz naturel à partir de bassins d'approvisionnement jusqu'à des sociétés de distribution locales, à des centrales électriques, à des installations industrielles, à des pipelines de raccordement, à des terminaux d'exportation de GNL et à d'autres entreprises un peu partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage du gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 532 Gpi³, ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes des principaux marchés d'Amérique du Nord.

Notre entreprise de gazoducs est divisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique, à savoir les gazoducs canadiens, les gazoducs américains et les gazoducs mexicains.

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

PIPELINES DE LIQUIDES

Notre infrastructure relative aux pipelines de liquides assure le transport du pétrole brut canadien de Hardisty, en Alberta, aux marchés clés du raffinage et de l'exportation dans le Midwest américain et sur la côte américaine du golfe du Mexique ainsi que le transport à l'intérieur des États-Unis de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Nos pipelines de liquides en Alberta assurent également le transport du pétrole de la région de Fort McMurray jusqu'aux régions d'Edmonton et Heartland.

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

RÉGLEMENTATION DES GAZODUCS ET DES PIPELINES DE LIQUIDES

Canada

Gazoducs

À l'exception de Coastal GasLink (qui est actuellement en construction), tous nos principaux réseaux de gazoducs canadiens sont réglementés par la Régie (anciennement, l'ONÉ) en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

La Régie réglemente la construction et l'exploitation des installations de ces réseaux. Les demandes relatives aux projets de TC Énergie sont évaluées par la Régie et, selon la portée du projet, peuvent également nécessiter l'approbation du gouvernement fédéral. Si TC Énergie proposait un projet d'envergure qui est désigné en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, ce projet devrait être évalué par une commission d'examen intégré de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada et la Régie et obtenir l'approbation du gouvernement fédéral.

La Régie réglemente aussi les conditions des services, y compris les taux, pour ces réseaux. La Régie approuve les droits et les services qui permettent à TC Énergie de récupérer les coûts du transport du gaz naturel, notamment le rendement du capital (amortissement) et le rendement sur la base d'investissement moyenne de nos réseaux de gazoducs canadiens. De façon générale, les gazoducs canadiens demandent que la Régie approuve le coût du service et les droits du pipeline une fois l'an et récupèrent ou remboursent l'écart entre les produits et les coûts réels et prévus au cours des années subséquentes. Le résultat net varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital réglementée ainsi que des dispositions des règlements tarifaires approuvés par la Régie.

Le réseau de NGTL est exploité aux termes d'un règlement sur les besoins en produits de cinq ans pour 2020-2024 qui comprend un mécanisme incitatif pour certains coûts d'exploitation et la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les droits baissent sous le seuil projeté. De plus amples renseignements concernant le règlement 2020-2024 figurent ci-dessus à la rubrique *Développement général de l'activité — Gazoducs — Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens — Pipelines réglementés au Canada — Réseau de NGTL — Règlements sur les besoins en produits* et aux rubriques *Gazoducs — Canada — Résultats financiers* et *Autres renseignements — Points saillants des résultats du quatrième trimestre de 2022 — Points saillants, selon le secteur — Gazoducs — Canada* du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Le réseau principal canadien est exploité aux termes d'une convention tarifaire de six ans pour 2021-2026, qui prévoit un incitatif visant à réduire les coûts et à augmenter les produits. De plus amples renseignements concernant le règlement relatif au réseau principal au Canada figurent ci-dessus à la rubrique *Développement général de l'activité — Gazoducs — Faits nouveaux dans le secteur des gazoducs canadiens — Pipelines réglementés au Canada — Règlement relatif au réseau principal au Canada* et aux rubriques *Gazoducs — Canada — Résultats financiers* et *Autres renseignements — Points saillants des résultats du quatrième trimestre de 2022 — Points saillants, selon le secteur — Gazoducs — Canada* du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

Projet de gazoduc Coastal GasLink

Le projet de gazoduc Coastal GasLink est développé principalement sous le régime réglementaire administré par l'OGC et le BCEAO. L'OGC est responsable de la supervision des activités pétrolières et gazières en Colombie-Britannique, notamment l'exploration, le développement, le transport par pipeline et la remise en état. Le BCEAO est un organisme qui gère l'examen des principaux projets proposés en Colombie-Britannique, comme l'exige la *Environmental Assessment Act* (Colombie-Britannique).

Pipelines de liquides

La Régie réglemente les conditions du service, y compris les tarifs, la construction et l'exploitation du tronçon canadien du réseau de pipelines Keystone. Les tarifs du service de transport pour le réseau de pipelines Keystone sont calculés conformément à une méthodologie convenue dans les conventions de services de transport intervenues entre le réseau de pipelines Keystone et ses clients et approuvée par la Régie. Les pipelines White Spruce et Grand Rapids sont réglementés par l'AER. L'AER réglemente la construction et l'exploitation des pipelines et des installations associées en Alberta.

États-Unis

Gazoducs

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

Les gazoducs et les installations de stockage du gaz naturel dont la Société est entièrement ou partiellement propriétaire aux États-Unis sont considérés comme des *sociétés de gaz naturel* (*natural gas companies*) assujetties aux pouvoirs de la FERC. En vertu de la *Natural Gas Act of 1938*, la FERC régit la construction, l'acquisition et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes utilisés pour le transport et la vente de gaz naturel dans le cadre du commerce entre États, y compris le prolongement, l'agrandissement ou la cessation d'exploitation de ces installations. La FERC a également le pouvoir de fixer les tarifs et les frais du transport et du stockage du gaz naturel dans le cadre du commerce entre États. La sécurité des gazoducs est régie par la PHMSA. Les gazoducs qui traversent la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis, comme les gazoducs de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (« Great Lakes »), du réseau de GTN et de Portland Natural Gas Transmission System, doivent obtenir un permis présidentiel.

Pipelines de liquides

La FERC réglemente les conditions de desserte, y compris les tarifs de transport, des pipelines de liquides entre les États, dont le tronçon américain du réseau de pipelines Keystone et des installations Marketlink. Le choix de l'emplacement et la construction des installations pipelinières sont régis par l'organisme de réglementation de l'État dans lequel ces installations sont situées. La sécurité des pipelines est régie par la PHMSA. Les pipelines de liquides qui traversent la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis, comme le pipeline Keystone, doivent obtenir un permis présidentiel. Les projets de pipelines de liquides qui traversent des terres ou des eaux domaniales des États-Unis nécessitent des permis fédéraux supplémentaires.

Mexique

Gazoducs

Les pipelines de TC Énergie au Mexique sont réglementés par la Comisión Reguladora de Energía (la « CRE »), qui autorise les services de transport de toute l'infrastructure de gazoduc. Ainsi, les tarifs, les services et les taux associés à nos pipelines au Mexique sont approuvés par la CRE; toutefois, les contrats qui soutiennent la construction et l'exploitation de ces installations sont des contrats à taux fixes négociés à long terme. Nos taux contractuels ne peuvent être modifiés que dans des circonstances précises comme des modifications aux lois.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Le secteur auparavant appelé Énergie et stockage a été renommé Énergie et solutions énergétiques. Ce secteur regroupe des actifs de production d'électricité, des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés ainsi que des nouvelles technologies qui réduisent nos émissions, en plus d'être un partenaire pour nos clients et les autres secteurs qui sont aussi à la recherche de solutions à faibles émissions de carbone.

Notre secteur de l'énergie et des solutions énergétiques comporte une capacité de production d'environ 4 300 MW située en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, alimentée au gaz naturel et à l'énergie nucléaire, et est généralement soutenu par des contrats à long terme. Qui plus est, nous avons conclu des CAE de 600 MW aux États-Unis et de 416 MW au Canada auprès de centrales éoliennes et solaires. Nous demeurons à l'affût des occasions d'acquérir des actifs de production et de conclure des CAE au Canada et aux États-Unis.

Nous sommes également propriétaires-exploitants d'une capacité de stockage du gaz naturel non réglementée d'environ 118 Gpi³ en Alberta.

De plus amples renseignements sur les actifs du secteur de l'énergie et des solutions énergétiques que nous exploitons et ceux qui sont actuellement en construction, ainsi que sur nos avoirs dans le secteur de l'énergie et des solutions énergétiques, les faits nouveaux importants et les possibilités en ce qui concerne notre entreprise d'énergie et de solutions énergétiques figurent à la rubrique *Énergie et solutions énergétiques* du rapport de gestion, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Généralités

EMPLOYÉS

À la fin de l'exercice, la principale filiale en exploitation de TC Énergie, TCPL, comptait 7 477 employés, dont la quasi-totalité travaillaient au Canada et aux États-Unis, comme l'indique le tableau suivant.

Calgary	2 859
Ouest canadien (à l'exclusion de Calgary)	632
Est du Canada	262
Houston	897
Midwest des États-Unis	799
Nord-est des États-Unis	203
Sud-est des États-Unis/côte américaine du golfe du Mexique (à l'exclusion de Houston)	1 186
Côte ouest des États-Unis	91
Mexique	548
Total	7 477

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

Le comité santé, sécurité, durabilité et environnement (« SSDE ») du conseil d'administration (le « conseil ») supervise le risque opérationnel, le risque lié à l'exécution de grands projets, la sécurité du travail et des procédés, la durabilité, la sécurité du personnel et les risques liés à l'environnement et au changement climatique, et il surveille l'élaboration et la mise en œuvre de systèmes, de programmes et de politiques en matière de SSDE au moyen de rapports réguliers de la direction. Nous utilisons un système de gestion intégré qui définit le cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de cerner, d'organiser, de documenter, de surveiller et d'améliorer nos politiques, programmes et procédures connexes.

Notre système de gestion, le système de gestion opérationnelle de TC Énergie (« TOMS »), s'inspire des normes internationales, notamment la norme ISO 14001 sur les systèmes de gestion environnementale de l'Organisation internationale de normalisation (« ISO ») et la norme intitulée *Occupational Health and Safety Assessment Series* sur la santé et la sécurité au travail. Le système TOMS est aussi conforme aux normes sectorielles applicables et respecte les exigences réglementaires applicables. La Régie effectue des audits périodiques du système TOMS, dans le contexte de son application à nos actifs canadiens, et les leçons tirées de ces audits sont communiquées et appliquées à l'ensemble de notre système, le cas échéant. Le système TOMS couvre le cycle de vie de nos actifs et suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre domaines principaux :

- Planification – évaluation du risque et des règlements et fixation d'objectifs et de cibles, ce qui comprend la poursuite de l'objectif d'exploitation sans incident et la définition des rôles et des responsabilités;
- Mise en œuvre – élaboration et mise en œuvre de programmes, de procédures et de normes pour gérer le risque opérationnel;
- Vérification – rapports sur les incidents, enquêtes, activités d'assurance, y compris des audits internes et externes, et surveillance du rendement;
- Action – gestion et évaluation des cas de manquement et de non-conformité et des possibilités d'amélioration par la direction.

Le comité SSDE examine le rendement et la gestion du risque opérationnel. Il reçoit des mises à jour et des rapports sur ce qui suit :

- la gouvernance générale en matière de SSDE;
- les mesures du rendement opérationnel et de l'entretien préventif;
- les programmes d'intégrité des actifs;
- les incidents graves liés à la sécurité du travail et des procédés;
- les mesures du rendement de la sécurité du travail et des procédés;
- notre programme de santé au travail et d'hygiène industrielle, qui englobe la santé physique et mentale et la sécurité psychologique;
- la préparation aux situations d'urgence, les interventions en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les programmes environnementaux;

- la biodiversité et la remise en état des terres;
- l'évolution des lois et règlements applicables, notamment en ce qui concerne l'environnement, et la conformité à ces lois et règlements;
- la prévention, la réduction et la gestion des risques liés aux questions de SSDE, y compris les risques liés au changement climatique ou à l'interruption des activités, comme les pandémies, qui sont susceptibles d'avoir une incidence négative sur TC Énergie;
- les questions de durabilité, y compris les risques et les possibilités sur les plans social et environnemental et liés au changement climatique, ainsi que la communication volontaire au public d'information connexe, comme notre rapport sur la durabilité, notre plan d'action pour la réconciliation, notre fiche technique sur l'ESG et notre plan de réduction des émissions de GES.

Le comité SSDE assure également la surveillance des projets d'investissement importants ou complexes, y compris le suivi des critères de rendement prescrits. Depuis la fin de 2022, le comité SSDE a commencé à tenir des séances périodiques, en dehors des réunions officielles du comité, avec les membres de la haute direction, afin d'obtenir des mises à jour sur l'état d'avancement, les coûts et les progrès notables de certains de ces projets d'investissement.

Le comité SSDE reçoit aussi des comptes rendus sur des centres d'intérêts particuliers de l'examen de la gestion du risque opérationnel et du risque lié à la construction effectué par la direction ainsi que les résultats et les plans de mesures correctives émanant des services d'audit interne et externes. Des renseignements concernant les effets financiers et sur le plan de l'exploitation des exigences en matière de protection environnementale sur les dépenses en immobilisations, les profits ou les pertes et la position concurrentielle de TC Énergie figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Autres renseignements — Gestion des risques d'entreprise — Santé, sécurité, durabilité et environnement*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. En règle générale, le comité SSDE ou le président du comité SSDE effectue chaque année une visite d'un de nos actifs existants ou de nos projets en développement dans le cadre de sa responsabilité de contrôler et d'examiner nos pratiques en matière de SSDE. Tous les membres du conseil sont invités à participer aux visites de sites. En 2022, la majorité des membres du conseil ont pris part à la visite.

Santé et sécurité

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

La sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et du public, l'intégrité de nos pipelines ainsi que nos infrastructures relatives à l'énergie et aux solutions énergétiques sont hautement prioritaires. Tous les 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, tant par la réglementation qu'à l'interne, sont remplies.

Nous effectuons chaque année des exercices d'intervention en cas d'urgence afin d'assurer une coordination efficace entre la Société, les intervenants d'urgence locaux, les organismes de réglementation et les représentants de gouvernement en cas d'urgence. TC Énergie utilise le système de commandement des interventions (le « SCI »), approche normalisée visant à diriger, à contrôler et à coordonner les interventions d'urgence. Le modèle du SCI favorise une approche unifiée à l'égard des interventions d'urgence auprès des membres de la communauté. Nous offrons par ailleurs une formation annuelle à tout notre personnel sur le terrain sous forme d'exercices sur table, de formation en ligne et de formation dirigée par les fournisseurs.

Risque, conformité et responsabilités en matière d'environnement

Le système TOMS précise les exigences relatives à notre travail au quotidien en vue de protéger les employés, les entrepreneurs, notre milieu de travail et nos actifs, les collectivités dans lesquelles nous travaillons et l'environnement. Il se conforme aux normes consensuelles extérieures de l'industrie et aux programmes volontaires en plus de respecter les exigences légales applicables. Dans le cadre du système TOMS, des programmes obligatoires établissent les obligations de TC Énergie quant à la gestion de secteurs de risque donnés, dont le programme environnemental, qui constitue un ensemble documenté de processus et de procédures définissant les obligations qui nous incombent afin de gérer de façon proactive et systématique les risques environnementaux pendant la durée de vie de nos actifs. Le programme décrit les exigences en matière de formation en

environnement pour les postes applicables au sein de l'organisation afin de mieux faire connaître les engagements et les exigences en matière de protection de l'environnement et établit des objectifs de rendement en matière d'environnement qui sont surveillés régulièrement.

Nous réalisons des évaluations environnementales de nos projets dans le cadre de notre programme environnemental, qui comportent des études sur le terrain portant sur les ressources naturelles, la biodiversité et l'utilisation des terres existantes ainsi que sur l'empreinte qu'auraient nos projets proposés sur divers éléments, comme la végétation, les sols, la faune, les ressources en eau, les milieux humides et les zones protégées. Nous prenons en considération les renseignements recueillis au cours des évaluations environnementales et, lorsque des habitats sensibles ou des zones de grande valeur pour la biodiversité sont relevés, nous appliquons la hiérarchie de protection de la biodiversité et évitons ces zones, dans la mesure du possible. Lorsque ces zones ne peuvent être évitées, nous réduisons au minimum notre perturbation, restaurons et remettons en état la zone perturbée et fournissons des mesures de compensation au besoin. L'information recueillie au cours de l'évaluation des impacts environnementaux sert à élaborer des plans de protection de l'environnement propres à chaque projet dans le but de préserver et de protéger l'environnement pendant la construction. Chaque fois qu'il est possible qu'une installation ou un pipeline proposé interagisse avec des ressources en eau, nous effectuons des évaluations afin de comprendre la nature et l'étendue complètes des interactions.

Lorsque nous utilisons temporairement de l'eau pour tester l'intégrité de nos pipelines, nous nous conformons à des exigences réglementaires rigoureuses et nous nous assurons que l'eau respecte les normes de qualité applicables avant d'être rejetée ou éliminée, et lorsque nos activités de construction comprennent le franchissement de plans d'eau, nous mettons en œuvre des mesures de protection afin d'éviter ou de réduire au minimum les répercussions défavorables éventuelles. Les plans du projet sont communiqués aux parties prenantes et aux communautés autochtones, selon le cas, et la participation de ces groupes permet d'orienter les évaluations environnementales et les plans de protection. Le programme environnemental, qui s'applique à l'ensemble de nos activités, comprend par ailleurs des pratiques et procédures visant à gérer les répercussions environnementales défavorables éventuelles sur les ressources pendant toute la durée de vie de nos installations.

Les principales causes des risques environnementaux auxquels nous sommes exposés sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et des exigences combinée à la hausse des coûts associés aux répercussions sur l'environnement;
- le rejet de produits, notamment le pétrole brut, le diluant ou le gaz naturel, pouvant causer des dommages à l'environnement (sol, eau et air);
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- les catastrophes, naturelles et autres, notamment celles liées au changement climatique, qui pourraient avoir une incidence sur notre exploitation.

Nos actifs sont assujettis 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, les espèces menacées, l'évacuation des eaux usées et la gestion des déchets. L'exploitation de nos actifs nécessite l'obtention et le respect de bon nombre d'enregistrements, de licences, de permis et d'autres approbations de nature environnementale ou le respect de nombreuses exigences en matière d'environnement. Le non-respect pourrait entraîner l'imposition de pénalités et amendes administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances concernant les activités futures.

Grâce à la mise en application de notre programme environnemental, nous assurons une surveillance continue de nos installations afin de faire en sorte qu'elles respectent toutes les exigences importantes en matière d'environnement prévues dans la législation et la réglementation de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous nous conformons également à toutes les exigences légales et réglementaires importantes relatives à l'obtention de permis dans le cadre de l'établissement du tracé et de l'élaboration de nos projets. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part. Lorsque les risques sont incertains ou pourraient compromettre notre capacité à exploiter efficacement notre entreprise, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Politiques sociales

Nous avons mis en place un certain nombre de documents de gouvernance, dont une déclaration d'engagement ainsi que des politiques et des normes afin de 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 le temps de répondre aux groupes autochtones et aux parties prenantes. Nous nous sommes dotés d'une politique relative au code d'éthique des affaires (le « code ») qui s'applique à l'ensemble des employés, des dirigeants et des administrateurs ainsi qu'aux entrepreneurs occasionnels de TC Énergie et de ses filiales en propriété exclusive et des entités qu'elle exploite dans les pays où nous exerçons des activités, à l'exception des entités exploitées de manière indépendante dont les documents de gouvernance sont conformes aux exigences de TC Énergie ou les surpassent. Tous les employés (y compris les membres de la haute direction) et les administrateurs doivent attester de leur conformité au code.

Nous nous sommes également dotés d'un programme anticorruption, qui comporte une politique anticorruption, de la formation en ligne offerte annuellement à tout le personnel, des séances de formation dirigées par un instructeur offertes à tous les employés qui travaillent dans des secteurs plus à risque de notre entreprise, un processus de contrôle diligent des fournisseurs et des entrepreneurs et la vérification de certains types d'opérations. Notre approche envers les Autochtones et les parties prenantes se fonde sur l'établissement et le maintien d'un soutien par une communication rapide et honnête, l'atténuation des répercussions et la mise sur pied de partenariats mutuellement avantageux. Notre déclaration d'engagement offre la structure nécessaire pour orienter les comportements et les actes de nos équipes afin qu'elles comprennent leurs responsabilités et l'occasion de donner voix au chapitre aux groupes autochtones et aux parties prenantes au moyen de partenariats et de relations améliorées.

Notre politique sur les relations avec les Autochtones s'appuie sur nos lignes directrices et nos valeurs d'entreprise afin d'assurer l'établissement et le maintien d'un soutien par une communication rapide et honnête, l'atténuation des répercussions et la mise sur pied de partenariats mutuellement avantageux. Nous cherchons à écouter les peuples autochtones et à intégrer leurs connaissances traditionnelles et locales dans la conception et la planification de projets. Nous nous efforçons de travailler avec les communautés autochtones afin d'atténuer les répercussions négatives et de maximiser les avantages en embauchant et en achetant localement. Nous visons à établir des relations de partenariat mutuellement avantageuses avec les Premières Nations où les avantages l'emportent largement sur les répercussions, et notre héritage est positif pour les personnes les plus touchées par nos activités. Au Canada, nous chercherons à accroître les avantages liés à la détention d'une participation dans nos projets et nos actifs, car la meilleure façon d'harmoniser les intérêts est d'interagir ensemble en tant que partenaires et propriétaires. Par tous ces efforts, nous cherchons à être perçus comme un partenaire de choix pour les groupes autochtones et à jouer un rôle significatif dans la réconciliation.

Nous nous efforçons de comprendre et d'atténuer la complexité des enjeux liés à l'ESG et l'interconnectivité de ces enjeux en ce qui a trait à nos activités. Ces enjeux revêtent une grande importance pour les groupes autochtones et les parties prenantes et ont une incidence sur notre capacité à construire et à exploiter des infrastructures énergétiques.

Conformément à nos cinq valeurs fondamentales de sécurité, d'innovation, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité, TC Énergie ne tolère aucune violation des droits de la personne. Dans le cadre de nos activités commerciales, notamment dans le cadre de nos interactions avec les groupes autochtones et les parties prenantes au Canada, aux États-Unis et au Mexique, nous soutenons les droits fondamentaux de la personne, comme l'accès à l'eau douce, et ne serons complices d'aucune activité qui sollicite ou encourage la violation des droits de la personne, comme le travail forcé, le travail des enfants ou la violence physique ou psychologique, ni ne participerons à aucune activité de la sorte.

Facteurs de risque

Le rapport de gestion contient une analyse des facteurs de risque ayant une incidence sur nous aux rubriques *Entreprise de gazoducs, Gazoducs — Risques d'entreprise, Pipelines de liquides — Risques d'entreprise, Énergie et solutions énergétiques — Risques d'entreprise et Autres renseignements — Gestion des risques d'entreprise*, rubriques qui sont intégrées aux présentes 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 TC Énergie et juge du niveau approprié de dividendes à déclarer au trimestre suivant. Nos versements de dividendes actuels proviennent principalement des dividendes que TC Énergie reçoit à titre d'actionnaire ordinaire unique de TCPL.

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, notre capacité à déclarer et à verser des dividendes ou à procéder à des distributions dans certaines circonstances. La direction est d'avis que ces dispositions ne restreignent actuellement pas notre capacité à déclarer ou à verser des dividendes.

Qui plus est, aux termes des billets de fiducie émis par TransCanada Trust (filiale fiduciaire de financement appartenant en propriété exclusive à TCPL) et des ententes connexes, dans certaines circonstances, y compris lorsque les porteurs des billets de fiducie reçoivent des actions privilégiées dans un cas de report de TCPL au lieu de versements d'intérêt en espèces et lorsque des actions privilégiées issues de l'échange de TCPL sont émises aux porteurs de billets de fiducie à la suite de certains événements associés à la faillite, il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de verser des dividendes sur leurs actions privilégiées en circulation ou de racheter ces actions (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes ces actions privilégiées issues de l'échange ou dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Aucune action privilégiée dans un cas de report ni aucune action privilégiée issue de l'échange de TCPL n'a jamais été émise.

Les dividendes sur nos actions privilégiées sont payables trimestriellement si le conseil en déclare et au moment où le conseil en déclare. Les dividendes déclarés sur nos actions ordinaires et privilégiées au cours des trois derniers exercices clos et l'augmentation du dividende trimestriel par action ordinaire sur nos actions ordinaires en circulation pour le trimestre se terminant le 31 mars 2023 sont indiqués dans le rapport de gestion à la rubrique *Au sujet de la société — Points saillants des résultats financiers de 2022 — Dividendes*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

Description de la structure du capital

CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de TC Énergie consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires et en un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang, qui peuvent être émises en séries. Le nombre d'actions ordinaires et d'actions privilégiées émises et en circulation à la fin de l'exercice est indiqué dans le rapport de gestion à la rubrique *Situation financière — Information sur les actions*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi. Le texte qui suit est une description des principales caractéristiques de chacune de ces catégories d'actions.

Actions ordinaires

Chaque action ordinaire confère à son porteur une voix à toutes les assemblées des actionnaires, sauf celles où seuls les porteurs d'une autre catégorie d'actions précise sont habilités à voter, et, sous réserve des droits, des privilèges, des restrictions et des conditions se rattachant aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang, en tant que catégorie ou série, ainsi qu'à toute autre catégorie ou série d'actions de TC Énergie 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 TC Énergie 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 TC Énergie lors de la dissolution ou de la liquidation de la Société.

Nous avons un régime de droits des actionnaires (le « régime ») qui vise à protéger les droits de nos actionnaires, à faire en sorte qu'ils soient traités équitablement et à donner au conseil suffisamment de temps pour trouver, élaborer et négocier des opérations de rechange pour maximiser la valeur s'il y a une offre publique d'achat visant TC Énergie. 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 TC Énergie à un prix d'exercice correspondant au triple de leur cours, sous réserve de rajustements et des dispositions antidilution (le « prix d'exercice »). L'acquisition véritable par une personne d'au moins 20 % des actions ordinaires, autrement qu'aux termes d'une offre permise, est appelée un événement déclencheur (*flip-in event*). Dix jours de bourse après un événement déclencheur, chaque droit permettra aux porteurs inscrits autres qu'un acquéreur de recevoir, sur paiement du prix d'exercice, le nombre d'actions ordinaires dont le cours au marché global équivaut à deux fois le prix d'exercice. Le régime a été renouvelé lors de l'assemblée annuelle de 2022 des actionnaires de TC Énergie et doit être renouvelé toutes les trois assemblées annuelles par la suite. Le renouvellement du régime fera l'objet d'un vote à l'assemblée annuelle des actionnaires de TC Énergie de 2025.

Aux termes du RRD de TC Énergie, les porteurs admissibles d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de TC Énergie peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements en espèces facultatifs pour obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TC Énergie. Afin de financer prudemment notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation de juillet 2022 d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 G\$ à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % aux termes de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023. Voir la rubrique *Au sujet de la société – Points saillants des résultats financiers de 2022 – Dividendes – Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions* et la rubrique *Siège social – Faits marquants – Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions* du rapport de gestion, rubriques qui sont intégrées aux présentes par renvoi.

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

Actions privilégiées de premier rang

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

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

À moins de disposition contraire dans la LCSA, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'auront pas le droit d'exercer de droits de vote ni de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'assister à ces assemblées. Les porteurs d'une série particulière d'actions privilégiées de premier rang pourront exercer, si les administrateurs en décident ainsi avant l'émission de cette série, les droits de vote que le conseil peut établir si TC Énergie omet de payer des dividendes sur cette série d'actions privilégiées au cours de toute période que le conseil peut déterminer. À l'heure actuelle, TC Énergie ne compte pas émettre d'actions privilégiées de premier rang assorties de droits de vote, et l'émission d'actions privilégiées de premier rang n'est censée se produire que dans le cadre de financements d'entreprise.

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

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

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

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

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

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

Actions privilégiées de deuxième rang

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

¹ Le 31 mai 2022, TC Énergie a racheté la totalité de ses actions privilégiées de série 15 émises et en circulation. Après le rachat, les actions privilégiées de série 15 ont cessé d'être inscrites à la cote de la TSX et ont été annulées.

² Avant le rachat des actions privilégiées de série 15, les actions privilégiées de série 16 pouvaient être émises à la conversion des actions privilégiées de série 15, sous réserve de certaines conditions, à des dates de conversion fixées d'avance. Au rachat et à l'annulation des actions privilégiées de série 15, aucune action privilégiée de série 16 n'était en circulation.

Notes

Bien que TC Énergie n'ait pas émis de titres de créance, Moody's Investors Service, Inc. (« Moody's »), S&P Global Ratings (« S&P ») et Fitch Ratings Inc. (« Fitch ») lui ont attribué des notes et S&P, Fitch et DBRS Limited (« DBRS ») ont aussi attribué des notes à ses actions privilégiées en circulation. Moody's a attribué à TC Énergie une note d'émetteur Baa2 avec perspectives négatives, S&P lui a attribué une note d'émetteur de « BBB+ » avec perspectives négatives et Fitch lui a attribué une note de vulnérabilité de l'émetteur à long terme de A- avec perspectives négatives. TC Énergie ne prévoit pas actuellement émettre des titres de créance au public en son propre nom et il est prévu que ses besoins de financement par emprunt futurs continueront d'être financés principalement par l'intermédiaire de sa filiale, TCPL, et de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement appartenant en propriété exclusive à TCPL. Le tableau ci-après indique les notes qui sont actuellement attribuées aux catégories de titres en circulation de la Société, de TCPL, de TransCanada Trust et de certaines filiales apparentées qui ont fait l'objet d'une notation par Moody's, S&P, Fitch et DBRS :

	Moody's	S&P	Fitch	DBRS
Titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL	Baa1	BBB+	A-	A (bas)
Billets subordonnés de rang inférieur de TCPL	Baa2	BBB-	Non notés	BBB
Billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust	Baa3	BBB-	BBB	Non notés
Actions privilégiées de Corporation TC Énergie	Non notées	P-2 (bas)	BBB	Pfd-2 (bas)
Papier commercial (de TCPL et garanti par TCPL)	P-2	A-2	F-2	R-1 (bas)
Perspectives/statut en matière de notation	Négatives	Négatives	Négatives	Sous surveillance (répercussions négatives)

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

La Société, TCPL, TransCanada Trust et certaines de nos autres filiales ont versé des honoraires à Moody's, à S&P, à Fitch et à DBRS pour les notes que celles-ci ont attribuées à chacune de leurs catégories de titres en circulation mentionnées ci-dessus. En plus des honoraires de surveillance annuels pour la Société et TCPL et leurs titres notés, des paiements supplémentaires sont faits à l'égard d'autres services fournis dans le cadre de divers services consultatifs en matière de notation.

Les renseignements concernant nos notes visent nos frais de financement, nos liquidités et nos activités. Certains facteurs pourraient avoir une incidence sur la disponibilité et le coût de nos options de financement, notamment les conditions et les perspectives relatives aux marchés mondiaux des capitaux et notre rendement financier. Notre accès aux marchés des capitaux pour obtenir les capitaux requis à des taux concurrentiels est influencé par la note et la perspective de notation que nous avons reçues d'agences de notation comme Moody's, S&P, Fitch et DBRS. Si nos notes subissaient une révision à la baisse, les frais de financement de TC Énergie 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.

MOODY'S

Moody's a différentes échelles de notation pour les obligations à court et à long terme. Les modificateurs numériques 1, 2 et 3 sont joints à chaque catégorie de notation allant de Aa jusqu'à Caa. Le modificateur 1 indique que l'obligation se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, le modificateur 2, une note médiane et le modificateur 3, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique. La note Baa1 attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL arrive au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme. Les obligations qui ont reçu la note Baa sont considérées comme faisant partie de la catégorie médiane et sont assujetties à un risque de crédit modéré et, par conséquent, elles peuvent comporter certaines caractéristiques

spéculatives. La note Baa2 attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et la note Baa3 attribuée aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust arrivent au quatrième rang des neuf catégories de notation pour les obligations à long terme; les billets subordonnés de rang inférieur ont toutefois un rang supérieur dans la catégorie Baa puisqu'ils ont un qualificatif de 2, par rapport au qualificatif de 3 des billets de fiducie subordonnés. La note P-2 attribuée aux programmes américains de papier commercial de TCPL et garanti par TCPL arrive au deuxième rang des quatre catégories de notation pour les émetteurs de titres de créance à court terme. Les émetteurs notés P-2 ont une forte capacité à rembourser les titres de créance à court terme. Les perspectives peuvent se rapporter à l'émetteur ou à la note. Les perspectives attribuées par Moody's constituent une opinion quant à l'évolution probable d'une note à moyen terme. Des perspectives stables indiquent que la probabilité que la note soit révisée à moyen terme est faible. Des perspectives négatives, positives ou évolutives indiquent une probabilité plus élevée que la note soit révisée à moyen terme. Moody's a attribué des perspectives négatives à la Société, ce qui signifie qu'il existe une probabilité plus élevée que la note soit révisée à moyen terme.

S&P

S&P a divers échelons de notation pour les obligations à court et à long terme et les actions privilégiées canadiennes. 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 BBB+ attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL est la quatrième note la plus élevée des 10 catégories de notation pour les obligations à long terme. La note BBB indique la capacité adéquate du débiteur à respecter son engagement financier; toutefois, l'obligation est 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. La note BBB- attribuée aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL et aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust arrive au quatrième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme, et la note P-2 (bas) attribuée aux actions privilégiées de TC Énergie arrive au deuxième rang des huit catégories de notation pour les actions privilégiées canadiennes. Les notes BBB- et P-2 (bas) attribuées aux billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust ainsi qu'aux actions privilégiées de TC Énergie indiquent que ces obligations 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. Les programmes américains de papier commercial de TCPL et garanti par TCPL se sont chacun vu attribuer la note de A-2, soit la deuxième catégorie la plus élevée sur six 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 de la catégorie de notation supérieure. S&P attribue des perspectives aux émetteurs et non à des titres d'emprunt donnés. Les perspectives attribuées par S&P constituent une évaluation de l'évolution potentielle d'une note à long terme sur un horizon à moyen terme, ce qui correspond généralement à un maximum de deux ans pour les émetteurs de qualité supérieure. S&P a attribué des perspectives négatives à la Société, ce qui signifie qu'elle pourrait abaisser la note qui lui est attribuée.

FITCH

Fitch a divers échelons de notation pour les obligations à court et à long terme. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation particulière. La note A- attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL est la troisième note la plus élevée des 11 catégories de notation pour les obligations à long terme. La note A indique qu'il existe une faible possibilité de risque de défaut et que la capacité de paiement des obligations financières est considérée comme forte; toutefois, cette capacité est tout de même plus susceptible d'être touchée par une conjoncture économique ou commerciale défavorable que ce qui est le cas pour les notes plus élevées. La note BBB attribuée aux billets de fiducie subordonnés de TransCanada Trust et aux actions privilégiées de TC Énergie arrive au quatrième rang des 11 catégories de notes pour les obligations à long terme. La note BBB indique qu'il existe actuellement une faible possibilité de risque de défaut et que la capacité de paiement des obligations financières est considérée comme adéquate; toutefois, des conditions économiques ou commerciales défavorables sont plus susceptibles de compromettre une telle capacité. La note F2 attribuée au programme américain de papier commercial de TCPL et garanti par TCPL correspond à la deuxième catégorie la plus élevée sur sept pour les

émetteurs de titres de créance à court terme. Les émetteurs qui reçoivent la note F2 ont une bonne capacité intrinsèque d'acquitter en temps opportun les engagements financiers. Les perspectives de notation de Fitch indiquent l'évolution probable d'une note sur une période de un à deux ans et reflètent des tendances, notamment financières, qui ne se sont pas encore confirmées ou maintenues à un point tel qu'elles entraîneraient une modification de la note, mais qui pourraient le faire si elles se poursuivent.

DBRS

DBRS a différents échelons de notation pour les actions privilégiées canadiennes et les obligations 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 A (bas) attribuée aux titres de créance de rang supérieur non assortis d'une sûreté de TCPL arrive au troisième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme et indique une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières est importante, mais la qualité du crédit est moindre que celle des titres qui appartiennent à des catégories de notation supérieures. 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 de TCPL arrive au quatrième rang des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme et indique une qualité de crédit satisfaisante. La capacité de paiement des obligations financières est considérée comme acceptable, mais pourrait être vulnérable aux événements futurs. La note Pfd-2 (bas) attribuée aux actions privilégiées de TC Énergie 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 généralement bonne. 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. La note R-1 (bas) attribuée au programme de papier commercial canadien de TCPL arrive au troisième rang des 10 catégories de notation pour les émetteurs de titres de créance à court terme et indique une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme à l'échéance est importante, mais dans l'ensemble, la solidité des titres n'est pas aussi favorable que dans le cas des catégories de notation supérieures. Les titres de créance à court terme qui ont reçu la note de R-1 (bas) peuvent être vulnérables à des événements futurs, mais les facteurs défavorables sont considérés comme gérables. Les tendances attribuées aux notes fournissent une indication quant à l'opinion de DBRS concernant les perspectives d'une note donnée. Elles indiquent la direction que la note pourrait prendre, selon DBRS, si les circonstances actuelles se maintiennent. Lorsque se produit un événement important qui a une incidence directe sur la solvabilité d'une entité ou d'un groupe d'entités donné et dont le résultat est incertain et que DBRS est incapable de fournir un avis prospectif objectif en temps opportun, elle place habituellement la note de l'émetteur « sous surveillance » et y ajoute un qualificatif décrivant les répercussions, qui peuvent être positives, négatives ou en évolution.

Marché pour la négociation des titres

Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la cote de la TSX et de la NYSE sous le symbole « TRP ». Le tableau suivant indique nos actions privilégiées inscrites à la cote de la TSX.

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

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

ACTIONS ORDINAIRES

Mois	TSX (TRP)				NYSE (TRP)			
	Haut (\$)	Bas (\$)	Clôture (\$)	Volume des opérations	Haut (\$ US)	Bas (\$ US)	Clôture (\$ US)	Volume des opérations
Décembre 2022	60,13 \$	53,36 \$	53,98 \$	161 429 717	44,82 \$	39,12 \$	39,86 \$	54 296 019
Novembre 2022	66,19 \$	59,48 \$	59,60 \$	81 735 884	49,51 \$	43,13 \$	44,48 \$	39 189 840
Octobre 2022	60,57 \$	54,60 \$	59,84 \$	113 963 672	44,84 \$	39,11 \$	43,92 \$	41 669 495
Septembre 2022	64,39 \$	55,60 \$	55,64 \$	156 451 227	49,57 \$	40,26 \$	40,29 \$	41 880 217
Août 2022	68,08 \$	62,18 \$	63,29 \$	72 071 828	53,00 \$	48,16 \$	48,20 \$	45 143 524
Juillet 2022	71,44 \$	64,30 \$	68,27 \$	92 121 859	55,50 \$	48,79 \$	53,32 \$	31 236 366
Juin 2022	74,44 \$	63,88 \$	66,68 \$	136 278 839	59,38 \$	48,91 \$	51,81 \$	40 207 893
Mai 2022	74,24 \$	67,59 \$	73,21 \$	59 558 112	58,36 \$	52,36 \$	57,84 \$	36 261 542
Avril 2022	74,39 \$	67,69 \$	67,95 \$	114 240 625	59,06 \$	52,67 \$	52,90 \$	30 440 478
Mars 2022	73,17 \$	67,54 \$	70,51 \$	159 706 278	58,31 \$	52,66 \$	56,42 \$	44 343 281
Février 2022	68,11 \$	64,12 \$	68,10 \$	65 362 746	53,73 \$	50,38 \$	53,71 \$	38 893 702
Janvier 2022	66,05 \$	59,26 \$	65,64 \$	95 894 814	52,01 \$	46,44 \$	51,65 \$	43 219 516

Programme ACM de TC Énergie

En décembre 2020, nous avons établi un nouveau programme ACM qui nous a permis d'émettre à l'occasion, dans le public et à notre gré, de nouvelles actions ordinaires à raison d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 G\$, ou l'équivalent en dollars américains, selon le cours du marché en vigueur au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou sur tout autre marché existant applicable sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TC Énergie au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, qui ne faisait pas partie de notre plan de financement de base, a été en vigueur pendant une période de 25 mois et offrait une souplesse financière supplémentaire en appui à nos paramètres de crédit consolidés et à notre programme d'investissement. Le programme ACM n'a pas été activé et a pris fin en janvier 2023 sans qu'aucune action ordinaire n'ait été émise aux termes de ce programme. De plus amples renseignements sur notre programme ACM figurent dans le rapport de gestion à la rubrique *Situation financière — Programme d'émission au cours du marché de TC Énergie*, rubrique qui est intégrée aux présentes par renvoi.

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Mois	Série 1	Série 2	Série 3	Série 4	Série 5	Série 6	Série 7	Série 9	Série 11	Série 15 ¹
Décembre 2022										
Haut	14,50 \$	15,89 \$	11,50 \$	14,00 \$	13,03 \$	15,95 \$	16,50 \$	15,92 \$	17,48 \$	—
Bas	13,40 \$	14,46 \$	10,65 \$	12,57 \$	11,07 \$	14,00 \$	15,11 \$	14,60 \$	16,13 \$	—
Clôture	13,61 \$	14,80 \$	11,05 \$	13,24 \$	11,41 \$	14,21 \$	15,34 \$	15,00 \$	16,13 \$	—
Volume des opérations	383 149	82 841	129 766	35 324	99 653	34 448	440 544	272 396	194 084	—
Novembre 2022										
Haut	14,77 \$	16,45 \$	12,17 \$	14,90 \$	12,89 \$	15,95 \$	16,50 \$	19,40 \$	17,52 \$	—
Bas	14,04 \$	15,63 \$	10,80 \$	13,61 \$	11,65 \$	14,67 \$	15,52 \$	14,20 \$	16,16 \$	—
Clôture	14,38 \$	15,75 \$	11,35 \$	13,61 \$	12,41 \$	15,11 \$	16,20 \$	15,75 \$	16,96 \$	—
Volume des opérations	530 810	75 155	509 684	62 666	186 928	15 322	648 748	264 758	92 231	—
Octobre 2022										
Haut	15,40 \$	16,54 \$	12,01 \$	14,90 \$	12,47 \$	15,95 \$	16,79 \$	16,55 \$	18,70 \$	—
Bas	14,04 \$	15,36 \$	10,80 \$	13,60 \$	11,70 \$	14,50 \$	15,48 \$	15,16 \$	16,91 \$	—
Clôture	14,68 \$	15,95 \$	11,15 \$	14,02 \$	12,05 \$	15,15 \$	16,19 \$	15,99 \$	17,36 \$	—
Volume des opérations	205 472	77 128	1 043 786	25 360	161 155	24 757	305 542	179 795	59 125	—
Septembre 2022										
Haut	16,52 \$	17,77 \$	13,05 \$	15,00 \$	13,70 \$	15,95 \$	18,25 \$	17,83 \$	20,43 \$	—
Bas	14,48 \$	15,73 \$	11,80 \$	13,81 \$	12,37 \$	14,90 \$	16,30 \$	16,20 \$	18,50 \$	—
Clôture	14,86 \$	16,00 \$	11,90 \$	14,41 \$	12,42 \$	14,90 \$	16,50 \$	16,30 \$	18,53 \$	—
Volume des opérations	207 895	41 126	52 932	53 712	86 185	8 500	101 858	151 442	63 423	—
Août 2022										
Haut	16,54 \$	17,00 \$	14,15 \$	14,88 \$	14,47 \$	16,60 \$	18,48 \$	18,18 \$	20,32 \$	—
Bas	15,35 \$	16,33 \$	12,40 \$	13,80 \$	12,95 \$	14,60 \$	17,19 \$	16,90 \$	19,00 \$	—
Clôture	16,17 \$	16,90 \$	12,93 \$	14,64 \$	13,66 \$	15,80 \$	18,20 \$	17,79 \$	19,88 \$	—
Volume des opérations	285 154	55 867	86 547	23 420	68 714	17 700	204 528	99 235	56 441	—
Juillet 2022										
Haut	16,50 \$	16,85 \$	13,55 \$	14,88 \$	13,57 \$	15,50 \$	19,00 \$	19,50 \$	20,50 \$	—
Bas	14,64 \$	15,52 \$	11,77 \$	13,15 \$	12,23 \$	14,00 \$	16,50 \$	16,05 \$	17,90 \$	—
Clôture	15,37 \$	16,38 \$	12,36 \$	13,76 \$	12,95 \$	14,75 \$	17,47 \$	16,98 \$	18,71 \$	—
Volume des opérations	187 027	54 075	82 644	28 968	108 548	9 267	156 120	77 294	56 388	—
Juin 2022										
Haut	18,21 \$	17,56 \$	14,41 \$	15,00 \$	14,95 \$	17,50 \$	20,92 \$	20,77 \$	22,82 \$	—
Bas	15,65 \$	16,00 \$	12,60 \$	13,25 \$	13,25 \$	14,71 \$	18,37 \$	18,08 \$	20,25 \$	—
Clôture	16,05 \$	16,70 \$	12,77 \$	14,52 \$	13,51 \$	15,11 \$	18,61 \$	18,19 \$	20,35 \$	—
Volume des opérations	156 275	148 825	200 041	35 685	199 900	10 998	142 855	95 831	156 406	—
Mai 2022										
Haut	17,75 \$	17,45 \$	13,75 \$	14,52 \$	14,84 \$	16,00 \$	20,35 \$	20,20 \$	22,10 \$	25,28 \$
Bas	15,97 \$	16,23 \$	12,52 \$	13,45 \$	13,08 \$	14,60 \$	18,08 \$	18,05 \$	20,01 \$	24,97 \$
Clôture	17,58 \$	17,45 \$	13,75 \$	14,45 \$	14,84 \$	15,45 \$	20,29 \$	20,15 \$	22,10 \$	25,00 \$
Volume des opérations	158 954	42 973	296 458	19 559	571 442	23 961	168 866	317 773	59 184	593 496
Avril 2022										
Haut	18,10 \$	17,91 \$	13,90 \$	15,50 \$	15,15 \$	16,00 \$	21,34 \$	20,80 \$	23,07 \$	25,25 \$
Bas	16,19 \$	15,96 \$	12,69 \$	14,00 \$	13,61 \$	14,26 \$	17,76 \$	17,52 \$	20,06 \$	25,22 \$
Clôture	17,37 \$	16,82 \$	13,29 \$	14,15 \$	14,32 \$	15,25 \$	18,76 \$	19,12 \$	20,76 \$	25,24 \$
Volume des opérations	216 420	174 180	242 464	42 222	124 215	20 825	301 117	194 334	132 898	1 716 543
Mars 2022										
Haut	18,39 \$	18,11 \$	13,91 \$	15,15 \$	15,32 \$	16,00 \$	20,76 \$	20,60 \$	23,50 \$	25,29 \$
Bas	17,24 \$	16,78 \$	12,95 \$	13,30 \$	14,27 \$	14,50 \$	19,40 \$	19,17 \$	21,89 \$	25,02 \$
Clôture	18,05 \$	17,97 \$	13,85 \$	14,46 \$	15,12 \$	15,98 \$	20,70 \$	20,47 \$	22,83 \$	25,29 \$
Volume des opérations	519 906	64 032	486 986	90 750	145 520	26 314	468 137	290 661	133 083	1 124 918
Février 2022										
Haut	19,76 \$	19,00 \$	14,72 \$	15,45 \$	16,80 \$	16,80 \$	21,80 \$	22,02 \$	24,37 \$	25,20 \$
Bas	18,10 \$	17,65 \$	13,30 \$	13,82 \$	14,98 \$	15,25 \$	20,40 \$	20,28 \$	23,27 \$	25,02 \$
Clôture	18,10 \$	17,65 \$	13,75 \$	13,88 \$	14,99 \$	15,50 \$	20,40 \$	20,28 \$	23,79 \$	25,06 \$
Volume des opérations	248 331	64 267	177 481	97 650	166 192	8 447	267 882	96 231	73 554	411 889
Janvier 2022										
Haut	19,72 \$	18,50 \$	14,99 \$	15,15 \$	17,14 \$	16,84 \$	21,97 \$	21,80 \$	24,61 \$	25,59 \$
Bas	18,70 \$	17,41 \$	14,02 \$	13,25 \$	15,70 \$	14,95 \$	21,20 \$	21,09 \$	23,90 \$	25,15 \$
Clôture	19,39 \$	18,32 \$	14,63 \$	15,05 \$	16,52 \$	16,13 \$	21,52 \$	21,41 \$	24,20 \$	25,16 \$
Volume des opérations	268 506	103 102	226 295	63 900	204 873	11 594	296 205	132 063	62 719	307 535

¹ Les actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 15 de TC Énergie étaient inscrites à la cote de la TSX sous le symbole TRP.PR.K jusqu'à leur rachat le 31 mai 2022.

Administrateurs et dirigeants

Au 13 février 2023, les administrateurs et membres de la haute direction de TC Énergie, en tant que groupe, directement ou indirectement, étaient propriétaires véritables de 339 077 actions ordinaires au total de TC Énergie ou exerçaient une emprise sur ce nombre d'actions ordinaires, qui représentaient 0,03 % des actions ordinaires de TC Énergie. La Société recueille ces renseignements auprès de nos administrateurs et membres de la haute direction, sans directement connaître par ailleurs les titres de TC Énergie qu'ils détiennent individuellement.

ADMINISTRATEURS

Le tableau qui suit donne le nom des administrateurs qui siègent au conseil au 13 février 2023, leur pays de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TC Énergie, sauf indication contraire, 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 TC Énergie. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TC Énergie 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
Cheryl F. Campbell Monument (Colorado) États-Unis	Administratrice de sociétés. Administratrice de Pacific Gas & Electric Corporation (« PGE ») (services publics) depuis avril 2019, de Summit Utilities (distribution de gaz naturel) depuis septembre 2020, de JANA Corporation (« JANA ») (ingénierie) depuis janvier 2020 et de National Underground Group (fournisseur de services d'infrastructures) depuis mars 2018. Première vice-présidente, Gaz de Xcel Energy, Inc. (« Xcel ») (fournisseur de services publics) de septembre 2004 à juin 2018.	2022
Michael R. Culbert Calgary (Alberta) Canada	Administrateur de sociétés. Administrateur de Komfort IQ (Canada) Inc. (technologie) depuis juin 2022 et de Precision Drilling Corporation (« Precision ») (services pétroliers et gaziers) depuis décembre 2017. Administrateur de Reserve Royalty Income Trust (fiducie de redevances pétrolières et gazières d'intérêt privé) de mai 2017 à juin 2021. Administrateur d'Enerplus Corporation (« Enerplus ») (pétrole et gaz, exploration et production) de mars 2014 à août 2020. Vice-président du conseil (non membre de la direction) et administrateur de PETRONAS Canada Ltd. (« PETRONAS ») (pétrole et gaz naturel) de novembre 2016 à mars 2020. Administrateur et président de Pacific NorthWest LNG LP (« PNW LNG LP ») (installations de liquéfaction et d'exportation du gaz naturel liquéfié) de juin 2012 à mai 2017.	2020
William D. Johnson Knoxville (Tennessee) États-Unis	Administrateur de sociétés. Président et chef de la direction de PGE (services publics) de mai 2019 à juin 2020. Président et chef de la direction de Tennessee Valley Authority (« Tennessee Valley ») (électricité) de janvier 2013 à mai 2019.	2021
Susan C. Jones Calgary (Alberta) Canada	Administratrice de sociétés. Administratrice de Canadian National Railway Limited (chemin de fer de marchandises) depuis mai 2022, de Piedmont Lithium Inc. (« Piedmont ») (société émergente de lithium) depuis juin 2021 et d'ARC Resources Ltd. (« ARC ») (auparavant, Seven Generations Energy Ltd.) (pétrole et gaz, exploration et production) depuis mai 2020. Administratrice de Gibson Energy Inc. (« Gibson ») (société d'infrastructures axée sur l'industrie pétrolière intermédiaire) de décembre 2018 à février 2020. Administratrice de Canpotex Limited (« Canpotex ») (exportateur canadien de potasse) de juin 2018 à décembre 2019 (présidente du conseil de juin 2019 à décembre 2019). Vice-présidente directrice et chef de la direction de l'unité d'exploitation de la potasse de Nutrien Ltd. (« Nutrien ») (la plus importante société minière de roche tendre souterraine à l'échelle mondiale), de juin 2018 à septembre 2019. Conseillère principale au chef de la direction de Nutrien d'octobre 2019 à décembre 2019. Vice-présidente directrice et chef de la direction de l'unité d'exploitation de la potasse de Nutrien de juin 2018 à septembre 2019. Vice-présidente directrice et présidente de l'unité d'exploitation du phosphate de Nutrien de janvier 2018 à mai 2018. Chef du contentieux d'Agrium Inc. (agriculture) de mars 2015 à décembre 2017.	2020

Nom et lieu de résidence	Fonctions principales au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
John E. Lowe Houston (Texas) États-Unis	Administrateur de sociétés. Administrateur de Phillips 66 Company (infrastructures énergétiques) depuis mai 2012. Président du conseil d'administration non membre de la direction d'Apache Corporation (« Apache ») (pétrole et gaz) de mai 2015 à septembre 2022. Conseiller à la direction principal de Tudor, Pickering, Holt & Co. LLC (investissements en énergie et services de banque d'affaires) de septembre 2012 à août 2021.	2015
David MacNaughton Toronto (Ontario) Canada	Président de Palantir Canada (logiciels d'intégration et d'analyse de données) depuis septembre 2019. Ambassadeur du Canada aux États-Unis de mars 2016 à août 2019.	2020
François L. Poirier Calgary (Alberta) Canada ¹	Président et chef de la direction depuis janvier 2021. Chef de l'exploitation et président, Énergie et stockage de septembre 2020 à décembre 2020. Chef de l'exploitation et président, Énergie, stockage et activités mexicaines de janvier 2020 à septembre 2020. Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et président, Énergie, stockage et activités mexicaines de mai 2019 à janvier 2020. Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et président, Gazoducs et énergie, Mexique de janvier 2019 à mai 2019. Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise de février 2017 à décembre 2018.	2021
Una Power Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	Administratrice de sociétés. Administratrice de Ressources Teck Limitée (« Teck ») (société minière diversifiée) depuis avril 2017 et de La Banque de Nouvelle-Écosse (« Banque Scotia ») (banque à charte) depuis avril 2016. Administratrice de Kinross Gold Corporation (producteur d'or) d'avril 2013 à mai 2019.	2019
Mary Pat Salomone Naples (Floride) États-Unis	Administratrice de sociétés. Administratrice d'Intertape Polymer Group (fabrication) de novembre 2015 à juin 2022. Administratrice de Herc Rentals (location d'équipement) de juillet 2016 à décembre 2021.	2013
Indira Samarasekera Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	Conseillère principale chez Bennett Jones LLP (cabinet d'avocats) depuis septembre 2015. Administratrice d'Intact Corporation financière (assurance incendie, accidents et risques divers) depuis mai 2021, de Stelco Holdings Inc. (fabrication) depuis mai 2018 et de Magna International Inc. (fabrication, pièces d'automobiles) depuis mai 2014. Membre du comité de sélection du meilleur chef de la direction du Canada depuis 2013. Administratrice de la Banque Scotia (banque à charte) de mai 2008 à avril 2021.	2016
Siim A. Vanaselja Toronto (Ontario) Canada	Administrateur de sociétés. Président du conseil de TC Énergie depuis mai 2017. Administrateur de Power Corporation (services financiers) depuis mai 2020, de Corporation Financière Power (services financiers) depuis mai 2018, du Fonds de placement immobilier RioCan (immobilier) depuis mai 2017 et de Great-West Lifeco Inc. (services financiers) depuis mai 2014. Administrateur de Maple Leaf Sports and Entertainment Ltd. (sports, gestion immobilière) d'août 2012 à juin 2017.	2014
Thierry Vandal Mamaroneck (New York) États-Unis	Président d'Axiom Infrastructure U.S., Inc. (« Axiom U.S. ») (société indépendante de gestion de fonds d'infrastructures) et administrateur d'Axiom Infrastructure Inc. (« Axiom ») depuis 2015. Administrateur de la Banque Royale du Canada (« RBC ») (banque à charte) depuis 2015.	2017
Dheeraj « D » Verma Houston (Texas) États-Unis	Conseiller principal chez Quantum Energy Partners (« Quantum ») (société de capital-investissement) depuis novembre 2021. Président de Quantum Energy Partners de novembre 2016 à novembre 2021. Administrateur de Jagged Peak Energy Inc. (pétrole et gaz) de janvier 2017 au janvier 2020.	2022

Interdictions d'opérations, faillites, amendes ou sanctions

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

¹ À titre de président et chef de la direction de TC Énergie, M. Poirier ne siège à aucun comité du conseil, mais il est invité à assister aux réunions des comités au besoin.

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

En janvier 2019, PGE a demandé d'être placée sous la protection des tribunaux en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis en raison de réclamations découlant d'incendies causés par de l'équipement électrique de PGE. À la suite de discussions amorcées par le conseil d'administration de PGE, M. Johnson a accepté d'occuper le poste de président et chef de la direction pendant toute la durée du processus de mise en faillite de PGE, à compter du 2 mai 2019, sachant qu'il démissionnerait de ses fonctions chez PGE une fois que celle-ci serait sortie de la faillite. Le 1^{er} juillet 2020, PGE a été libérée de la protection des tribunaux en vertu du chapitre 11 après avoir mené à terme un processus de restructuration que la Bankruptcy Court des États-Unis a confirmé le 20 juin 2020. M. Johnson a démissionné le 30 juin 2020.

M^{me} Campbell s'est jointe au conseil d'administration de PGE en avril 2019, après que PGE eut demandé d'être placée sous la protection des tribunaux en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis en janvier 2019 et avant que PGE soit libérée de la protection des tribunaux en vertu du chapitre 11 en juillet 2020. M^{me} Campbell demeure administratrice de PGE.

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

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

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

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

COMITÉS DU CONSEIL

TC Énergie compte quatre comités du conseil : le comité d'audit, le comité de la gouvernance, le comité santé, sécurité, durabilité et environnement et le comité des ressources humaines. À titre de président et chef de la direction de TC Énergie, M. Poirier n'est membre d'aucun comité du conseil, mais il est invité à assister aux réunions des comités, au besoin.

Les membres votants de chacun de ces comités, au 13 février 2023, sont indiqués ci-après. De plus amples renseignements sur le comité d'audit se trouvent dans la présente notice annuelle à la rubrique *Comité d'audit*.

Administrateur	Comité d'audit	Comité de la gouvernance	Comité santé, sécurité, durabilité et environnement	Comité des ressources humaines
Cheryl F. Campbell	✓		✓	
Michael R. Culbert	✓		✓	
William D. Johnson	✓			✓
Susan C. Jones	✓			✓
John E. Lowe		Président	✓	
David MacNaughton		✓	✓	
Una Power	Présidente		✓	
Mary Pat Salomone		✓	Présidente	
Indira Samarasekera		✓		✓
Siim A. Vanaselja (président)		✓		✓
Thierry Vandal	✓			Président
Dheeraj « D » Verma	✓			✓

DIRIGEANTS

À l'exception de Stanley G. Chapman, III, de Corey N. Hessen et de Patrick C. Muttart, tous les membres de la haute direction et dirigeants de TC Énergie résident en Alberta, au Canada. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TC Énergie sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL. En date des présentes, les dirigeants de TC Énergie, leur poste actuel au sein de TC Énergie, sauf indication contraire, 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
François L. Poirier	Président et chef de la direction	Avant janvier 2021, chef de l'exploitation et président, Énergie et stockage. Avant septembre 2020, chef de l'exploitation et président, Énergie, stockage et activités mexicaines. Avant janvier 2020, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et président, Énergie, stockage et activités mexicaines. Avant mai 2019, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et président, Gazoducs et énergie, Mexique. Avant janvier 2019, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise.
Stanley G. Chapman, III Texas, États-Unis	Vice-président directeur et chef de groupe, Gazoducs, États-Unis et Mexique	Avant septembre 2022, vice-président directeur et président, Gazoducs, États-Unis et Mexique. Avant septembre 2020, vice-président directeur et président, Gazoducs, États-Unis. Avant avril 2017, premier vice-président et directeur général, Gazoducs, États-Unis (division des gazoducs).
Dawn E. de Lima	Vice-présidente directrice, Services de la société	Avant décembre 2020, chef des services partagés de TransAlta Corporation (« TransAlta ») (fournisseur de services d'électricité). Avant février 2019, chef des services commerciaux et opérationnels de TransAlta. Avant juillet 2018, chef de l'administration de TransAlta.
Corey N. Hessen Maryland, États-Unis	Vice-président directeur et président, Énergie et solutions énergétiques	Avant juillet 2022, vice-président directeur et président, Énergie, stockage et création d'occasions. Avant janvier 2022, premier vice-président et président, Énergie et stockage. Avant janvier 2021, premier vice-président, Énergie et stockage (division de l'énergie et du stockage). Avant septembre 2020, premier vice-président, Carburants d'Exelon Corporation (services publics).
Joel E. Hunter	Vice-président directeur et chef des finances	Avant août 2021, premier vice-président, Marchés des capitaux. Avant décembre 2017, vice-président, Finances et trésorier.
Patrick M. Keys	Vice-président directeur et chef du contentieux	Avant septembre 2021, vice-président directeur, Relations avec les parties prenantes et chef du contentieux. Avant mai 2019, premier vice-président, Affaires juridiques (division des services d'entreprise). Avant février 2019, vice-président, Secteur commercial de l'Ouest (division des gazoducs (Canada)). Avant avril 2017, vice-président, Secteur commercial de l'Ouest (division des gazoducs).
Jawad A. Masud	Premier vice-président, Centre technique	Avant janvier 2022, premier vice-président, Activités et exécution de projets (division des gazoducs (Canada)). Avant avril 2020, vice-président, Services commerciaux, optimisation et conception (division des gazoducs (Canada)). Avant février 2018, directeur, Marchés commerciaux de l'Ouest, collaboration avec le secteur et tarifs.
Patrick C. Muttart Texas, États-Unis	Premier vice-président, Relations externes	Avant décembre 2022, premier vice-président, Relations avec les parties prenantes. Avant septembre 2021, directeur, Affaires externes de PMI Global Services (fabrication de tabac).
Bevin M. Wirzba	Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et chef de groupe, Gazoducs et pipelines de liquides canadiens	Avant janvier 2022, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise et président, Pipelines de liquides. Avant juin 2021, vice-président directeur et président, Pipelines de liquides. Avant août 2020, premier vice-président, Pipelines de liquides. Avant janvier 2020, premier vice-président, Activités commerciales et relatives aux pipelines de liquides (division des pipelines de liquides). Avant juillet 2019, premier vice-président, Expansion des affaires et marchés financiers d'ARC.

Dirigeants de la société

Nom	Poste actuel	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Gloria L. Hartl	Vice-présidente, Gestion des risques	Avant février 2019, directrice, Planification d'entreprise.
Dennis P. Hebert	Vice-président, Fiscalité	Vice-président, Fiscalité.
Jonathan E. Wrathall	Vice-président, Finances et évaluations	Avant juillet 2021, directeur, Marchés des capitaux. Avant décembre 2020, directeur, Planification d'entreprise. Avant mars 2019, responsable principal, Marchés des capitaux.
Nancy A. Johnson	Vice-présidente et trésorière	Avant janvier 2020, vice-présidente, Stratégie, réglementation et planification commerciale (division des gazoducs (Canada)). Avant février 2019, vice-présidente, Gestion des risques. Avant juin 2018, directrice, Information financière et comptabilité d'entreprise.
Christine R. Johnston	Vice-présidente, Droit et secrétaire	Vice-présidente, Droit et secrétaire.
G. Glenn Menuz	Vice-président et contrôleur	Vice-président et contrôleur.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

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

Le code traite des conflits d'intérêts éventuels et exige que tous les employés, dirigeants, administrateurs et contractuels de TC Énergie évitent les situations susceptibles d'entraîner un conflit d'intérêts éventuel.

Dans le cas où un employé, un dirigeant, un administrateur ou un contractuel se trouve en situation de conflit d'intérêts éventuel, le code stipule ce qui suit :

- le conflit doit être déclaré;
- la personne doit s'abstenir de prendre part à toute décision ou intervention lorsqu'il existe un conflit réel ou apparent.

Le code stipule également que les employés et les dirigeants de TC Énergie ne peuvent participer à des activités commerciales externes qui sont contraires ou préjudiciables aux intérêts de TC Énergie. Le chef de la direction et l'équipe de haute direction doivent obtenir le consentement du président du comité de la gouvernance pour toutes les activités commerciales externes.

Aux termes du code, les administrateurs doivent également déclarer tout intérêt important qu'ils ont dans une opération importante ou un contrat important et se récuser des délibérations et des approbations s'y rapportant.

Outre le code, les administrateurs et les dirigeants de TC Énergie doivent déclarer toutes les personnes apparentées et les opérations avec une personne apparentée dans les questionnaires annuels qu'on leur demande de remplir. Ces questionnaires aident TC Énergie à repérer et à surveiller les opérations avec une personne apparentée importantes.

Le comité de la gouvernance examine et approuve toute opération avec une personne apparentée importante avant l'exécution de celle-ci et exerce une surveillance constante à l'égard des opérations avec une personne apparentée importantes après l'approbation.

Le conseil, le chef de la direction ou les dirigeants de la société, y compris l'équipe de haute direction, n'ont déclaré aucun conflit d'intérêts important ni aucune opération avec une personne apparentée importante en 2022.

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 des administrateurs sont associés à des sociétés, ou siègent au conseil de sociétés, qui transportent du gaz naturel ou des liquides par nos réseaux de pipelines. Les services de transport sur la plupart des réseaux de pipelines de TC Énergie 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 d'autres entités ou occupent des fonctions de dirigeants ou d'autres fonctions analogues auprès d'autres entités, y compris des sociétés ouvertes et fermées, des sociétés d'État et d'autres sociétés détenues en propriété par l'État et des organismes sans but lucratif, crée un conflit éventuel. Le conseil examine ces relations annuellement afin d'établir qu'elles ne nuisent pas à la capacité de l'un ou l'autre de nos administrateurs d'agir dans notre intérêt. Si un administrateur déclare un intérêt important dans un contrat important ou une opération importante qui est considéré au cours d'une réunion, il ne participe pas à la discussion et au vote sur la question.

Le 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 président du comité de la gouvernance. Tous les autres employés doivent obtenir le consentement de la secrétaire ou de son délégué.

Membres du groupe

Le conseil surveille les relations entre TC Énergie et les membres du groupe afin d'éviter des conflits d'intérêts éventuels.

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.

TC Énergie 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 LCSA, de la TSX et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, dont :

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

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

Nos pratiques en matière de gouvernance sont conformes aux normes de la NYSE visant les sociétés des États-Unis à tous les égards importants. 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. Nos pratiques en matière de gouvernance ne sont pas très différentes de celles que doivent suivre les émetteurs nationaux américains aux termes des normes d'inscription de la NYSE. Un résumé de nos pratiques en matière de gouvernance en regard des normes américaines est présenté sur notre site Web (www.tcenergy.com).

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 ainsi que le processus, le rendement et l'indépendance de nos auditeurs internes et externes. Les règles du comité d'audit se trouvent à l'*annexe B* de la présente notice annuelle.

FORMATION ET EXPÉRIENCE PERTINENTES DES MEMBRES

Les membres du comité d'audit en date du 13 février 2023 sont Una Power (présidente), Cheryl F. Campbell, Michael R. Culbert, William D. Johnson, Susan C. Jones, Thierry Vandal et Dheeraj « D » Verma.

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^{me} Power et M. Vandal 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 TC Énergie, 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.

Una Power (présidente)

M^{me} Power est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec spécialisation) de la Memorial University. Elle est comptable professionnelle agréée, comptable agréée et analyste financière agréée. Elle est membre du conseil d'administration de Teck, dont elle préside actuellement le comité d'audit, et siège également au conseil d'administration de la Banque Scotia, dont elle a été membre et présidente du comité d'audit. M^{me} Power a été chef des finances de Nexen Energy ULC, société pétrolière et gazière anciennement cotée en bourse qui est maintenant une filiale en propriété exclusive de CNOOC Limited, où elle a occupé divers postes de haute direction et assumé diverses responsabilités dans les domaines de la gestion financière, de la gestion des risques, de la planification stratégique, de l'établissement du budget, du développement des affaires, de la commercialisation et de la négociation de l'énergie, de la technologie de l'information et des dépenses en immobilisations.

Cheryl F. Campbell

M^{me} Campbell est titulaire d'une maîtrise ès sciences en finances, avec une mineure en gestion, de la University of Colorado à Denver, ainsi que d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique et en affaires de la University of Colorado à Boulder. Elle siège actuellement au conseil d'administration de PGE, dont elle est présidente du comité de la sécurité et de la surveillance nucléaire et membre du comité de la durabilité et de la gouvernance. Elle siège également aux conseils et est membre des comités d'audit de Summit Utilities et de National Underground Group, en plus de faire partie du conseil de JANA. Elle a auparavant occupé pendant 13 ans le poste de première vice-présidente, Gaz chez Xcel.

Michael R. Culbert

M. Culbert est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en administration des affaires du Emmanuel College, à Boston, au Massachusetts. Il siège actuellement au conseil d'administration de Precision et est membre de son comité d'audit. Il a auparavant été administrateur d'Enerplus et de Reserve Royalty Income Trust ainsi qu'administrateur et vice-président du conseil de PETRONAS, en plus de siéger au comité d'audit de chacune de ces entités. M. Culbert a par ailleurs été administrateur et président de PNW LNG LP ainsi que cofondateur, administrateur et président et chef de la direction de Progress Energy Ltd.

William D. Johnson

M. Johnson est titulaire d'un juris doctor (avec grande distinction) de la faculté de droit de la University of North Carolina et d'un baccalauréat ès arts en histoire (avec très grande distinction) de la Duke University en Caroline du Nord. Il exerçait récemment les fonctions de président et chef de la direction de PGE. Il a également occupé les postes de président et chef de la direction de Tennessee Valley et de président du conseil et de président et chef de la direction de Progress Energy, Inc.

Susan C. Jones

M^{me} Jones est titulaire d'un baccalauréat ès arts en sciences politiques et en études hispaniques de la University of Victoria ainsi que d'un baccalauréat en droit de l'Université d'Ottawa. Elle a obtenu un diplôme en leadership de la University of Oxford et un certificat d'administratrice de la Harvard University. M^{me} Jones siège au conseil d'administration d'ARC et faisait partie du comité d'audit et des finances de Seven Generations Energy Ltd. avant sa fusion avec ARC. Elle est également administratrice de Piedmont. Elle a auparavant fait partie du conseil d'administration et du comité d'audit de Gibson et de Canpotex, dont elle a

également été présidente du conseil. M^{me} Jones a occupé un poste de haute direction chez Nutrien pendant 15 ans, et le dernier poste qu'elle y a occupé est celui de vice-présidente directrice et chef de la direction de l'unité d'exploitation de la potasse.

Thierry Vandal

M. Vandal est titulaire d'un baccalauréat en génie de l'École Polytechnique de Montréal et d'une maîtrise en administration des affaires avec spécialisation en finance de l'École des Hautes Études Commerciales Montréal. Il est président d'Axium U.S. et siège au conseil d'administration d'Axium. Il fait également partie du conseil d'administration de RBC et était auparavant expert financier désigné du comité d'audit de RBC. M. Vandal a siégé auparavant au comité d'audit de Veresen Inc. et a siégé au conseil d'administration d'Hydro-Québec pendant plus de dix ans, dont il a été par ailleurs président et chef de la direction.

Dheeraj « D » Verma

M. Verma est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un baccalauréat ès sciences en mathématiques et en finances du Ithaca College ainsi que d'une maîtrise en gestion internationale de la Thunderbird School of Global Management. M. Verma agit à titre de conseiller principal de Quantum, dont il a été président et fait partie des comités de direction et d'investissement pendant son mandat. Avant d'entrer au service de Quantum, M. Verma a été membre principal du groupe des fusions et acquisitions de JP Morgan Chase & Co. pendant sept ans.

PROCÉDURES ET POLITIQUES EN MATIÈRE D'APPROBATION PRÉALABLE

Le comité d'audit de TC Énergie applique une politique d'approbation préalable à l'égard des services non liés à l'audit et des services d'audit autorisés. Les attributions de contrats relatifs à des services non liés à l'audit totalisant moins de 250 000 \$ doivent être approuvées par le président du comité d'audit, et le comité d'audit doit être informé de l'attribution lors de sa prochaine réunion prévue. Toutes les attributions de contrats relatifs à des services non liés à l'audit totalisant 250 000 \$ ou plus doivent être approuvées au préalable par le comité d'audit.

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 s.r.l./s.e.n.c.r.l. au cours des deux derniers exercices et les honoraires que KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. nous a facturés :

(en millions de \$)	2022	2021
Honoraires d'audit	13,4	12,3
<ul style="list-style-type: none"> audit des états financiers consolidés annuels services liés aux dépôts ou aux missions prévus par la loi et réglementaires examen des états financiers consolidés intermédiaires et des renseignements figurant dans divers prospectus et autres documents relatifs aux placements de valeurs mobilières 		
Honoraires pour services liés à l'audit	0,4	0,2
<ul style="list-style-type: none"> services liés à l'audit des états financiers des fiducies constituées pour la cessation d'exploitation des pipelines et de certains régimes d'avantages postérieurs à la retraite de TC Énergie services de traduction française services de certification liés à l'ESG 		
Honoraires pour services fiscaux	0,8	0,9
<ul style="list-style-type: none"> planification fiscale et questions de conformité fiscale canadiennes et internationales, y compris l'examen de déclarations d'impôt sur le revenu et d'autres documents de nature fiscale à produire 		
Autres honoraires	0,1	0,1
<ul style="list-style-type: none"> services de consultation liés à l'ESG 		
Total des honoraires	14,7	13,5

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 ou éventuelles aient une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation consolidés.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de TC Énergie est Services aux Investisseurs Computershare Inc, qui possède des installations de transfert canadiennes dans les villes de Vancouver, Calgary, Toronto, Halifax et Montréal.

Contrats importants

TC Énergie n'a pas conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ni n'a conclu de contrats importants outre ceux conclus dans le cours normal des affaires avant l'exercice clos le 31 décembre 2022 qui sont encore en vigueur en date de la présente notice annuelle.

Intérêts des experts

KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., les auditeurs de TC Énergie, ont confirmé qu'à l'égard de TC Énergie ils sont indépendants au sens des règles pertinentes et des interprétations connexes prescrites par les ordres professionnels pertinents au Canada ou par les lois ou règlements applicables et qu'ils sont également des comptables indépendants à l'égard de TC Énergie aux termes de l'ensemble des normes professionnelles et réglementaires américaines pertinentes.

Renseignements supplémentaires

1. Des renseignements supplémentaires concernant TC Énergie se trouvent sous le profil de TC Énergie sur SEDAR (www.sedar.com).
2. Des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération et les prêts aux administrateurs et aux dirigeants, les principaux porteurs de titres de TC Énergie 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 TC Énergie 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 TC Énergie.
3. De l'information financière supplémentaire se trouve dans les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion de TC Énergie pour son dernier exercice terminé.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	Baril(s) par jour
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
hp	Horse-power
km	Kilomètres
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
TJ/j	Térajoule par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

ACM	Programme au cours du marché nous permettant d'émettre sur le capital autorisé des actions ordinaires au prix courant du marché
base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction
base tarifaire	Moyenne des actifs en service, fonds de roulement et montants reportés utilisés pour l'établissement des tarifs réglementés
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
C.-B.	Colombie-Britannique
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en permettre le transport par pipeline
ESG	Environnement, société et gouvernance
fin de l'exercice	Exercice clos le 31 décembre 2021
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations aux termes de celui-ci
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
RCM	Remplacement des composants majeurs
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Termes comptables

PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Termes désignant des organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
BCEAO	Environmental Assessment Office (Colombie-Britannique)
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energía (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
IESO	Independent Electricity System Operator
LCSA	<i>Loi canadienne sur les sociétés par actions</i>
NYSE	New York Stock Exchange
OGC	Oil and Gas Commission (Colombie-Britannique)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration
Régie	Régie de l'énergie du Canada (anciennement, l'Office national de l'énergie (Canada))
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
TSX	Bourse de Toronto

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

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

Annexe B

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT

1. OBJET

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

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

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

2. RÔLES ET RESPONSABILITÉS

I. Nomination de l'auditeur externe de la Société

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

Le comité d'audit examine et approuve le plan d'audit de l'auditeur externe. Par ailleurs, le comité d'audit reçoit des rapports périodiques de la part de l'auditeur externe en ce qui concerne l'indépendance de celui-ci, il s'entretient de ces rapports avec l'auditeur, vérifie si la prestation de services autres que l'audit est compatible avec le maintien de l'indépendance de l'auditeur et il prend les mesures nécessaires pour s'assurer de l'indépendance de l'auditeur externe. En outre, afin de s'assurer davantage de la qualité de l'audit et de l'indépendance de l'auditeur externe, le comité d'audit entreprend une évaluation complète périodique de l'auditeur externe au moins une fois tous les cinq ans.

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

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

- a) examiner les états financiers consolidés annuels audités de la Société, sa notice annuelle, son rapport de gestion, toute l'information financière dans les prospectus et autres notices d'offre, les états financiers exigés par les autorités en valeurs mobilières, tous les prospectus et tous les documents pouvant être intégrés par renvoi dans un prospectus, notamment la circulaire de sollicitation de procurations par la direction annuelle, mais à l'exclusion de tout supplément de fixation du prix ou supplément de prospectus relatif à une émission de titres de créance de la Société, en discuter avec la direction et l'auditeur externe et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- b) examiner la diffusion publique des rapports intermédiaires de la Société, y compris les états financiers consolidés, le rapport de gestion et les communiqués concernant les résultats financiers trimestriels, en discuter avec la direction et l'auditeur externe et l'approuver;
- c) examiner l'emploi d'information non conforme aux PCGR ainsi que le rapprochement applicable, et en discuter avec la direction et l'auditeur externe;

- d) examiner toute information relative aux perspectives financières ou information financière prospective avant sa publication, et en discuter avec la direction, étant entendu que ces entretiens peuvent être de nature générale (types d'information à communiquer et types de présentation à effectuer). Le comité d'audit n'est pas tenu de discuter au préalable de chaque occasion où la Société peut communiquer des projections financières ou effectuer des présentations aux agences de notation;
- e) analyser avec la direction et l'auditeur externe les questions importantes concernant les conventions comptables et les pratiques d'audit, y compris toute modification importante au choix ou à l'application par la Société de méthodes comptables, ainsi que les questions importantes concernant le caractère adéquat des contrôles internes de la Société et de toute mesure d'audit particulière adoptée à la lumière d'insuffisances importantes en matière de contrôle qui pourraient avoir une incidence majeure sur les états financiers de la Société;
- f) examiner les rapports de constatations trimestriels de l'auditeur externe sur les points suivants, et en discuter :
 - (i) toutes les conventions et pratiques comptables critiques devant être utilisées;
 - (ii) tous les traitements de rechange de l'information financière dans les limites des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, les conséquences de l'emploi de ces présentations et de ces traitements de rechange, ainsi que le traitement privilégié par les auditeurs externes;
 - (iii) les autres communications écrites importantes entre les auditeurs externes et la direction, telles que des lettres de recommandation ou une liste des écarts non rajustés;
- g) analyser avec la direction et l'auditeur externe l'incidence des faits nouveaux en matière de réglementation et de comptabilité sur les états financiers de la Société;
- h) analyser avec la direction et l'auditeur externe l'incidence de toute structure hors bilan sur les états financiers de la Société;
- i) analyser avec la direction et l'auditeur externe et, au besoin, avec les conseillers juridiques, les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les arbitrages et les cotisations fiscales, qui pourraient avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, et la manière dont ces questions ont été présentées dans les états financiers;
- j) examiner les déclarations faites au comité d'audit par le chef de la direction et le chef des finances de la Société dans le cadre de leur processus d'attestation pour les rapports périodiques déposés auprès des autorités en valeurs mobilières concernant toute insuffisance notable dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou des faiblesses prononcées dans ces contrôles ainsi que toute fraude touchant la direction ou d'autres employés qui exercent des fonctions importantes à l'égard des contrôles internes de la Société;
- k) analyser avec la direction les risques financiers importants que court la Société et les mesures que la direction a prises afin de surveiller et de maîtriser ces risques, y compris les politiques de gestion et d'évaluation des risques de la Société.

III. Supervision en matière de questions juridiques et réglementaires

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

IV. Supervision en matière d'audit interne

- a) Examiner et approuver les plans d'audit de l'auditeur interne de la Société y compris le degré de coordination entre ces plans et ceux de l'auditeur externe, et la mesure selon laquelle on peut se fier à la portée des audits prévus pour repérer des faiblesses dans les contrôles internes, ou encore des fraudes ou d'autres actes illicites;

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

V. Supervision en ce qui concerne l'auditeur externe

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

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

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

VII. Supervision à l'égard de certaines politiques

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

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

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

IX. Régime d'achat d'actions américain

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

X. Supervision en ce qui concerne l'administration interne

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

XI. Sécurité de l'information

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

XII. Fonction de supervision

Bien que le comité d'audit ait les responsabilités et les pouvoirs établis dans les présentes règles, sa fonction n'est pas de planifier ou d'exécuter des audits ni de déterminer si les états financiers et l'information financière de la Société sont complets et exacts ou conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et à l'auditeur externe. Le comité d'audit, son président et ses membres qui ont de l'expérience ou une expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe sont des membres du conseil, et sont nommés au comité afin d'assurer une supervision générale des activités liées à la présentation de l'information financière, aux risques financiers et aux contrôles financiers de la Société. À ce titre, ils ne sont pas expressément redevables ni responsables à l'égard de la marche quotidienne de ces activités. Bien que la désignation d'un ou de plusieurs membres d'« expert financier du comité d'audit » se fonde sur la formation et

l'expérience des personnes concernées, et que celles-ci vont utiliser afin de s'acquitter de leurs fonctions au sein du comité d'audit, la désignation d'« expert financier du comité d'audit » n'impose pas à ces personnes des tâches, des obligations ou des responsabilités plus grandes que celles imposées à ces personnes en qualité de membres du comité d'audit et du conseil en l'absence d'une telle désignation. En fait, le rôle de tout expert financier du comité d'audit, à l'instar du rôle de l'ensemble des membres du comité d'audit, consiste à superviser le processus et non pas à attester ou garantir l'audit interne ou externe de l'information financière ou de la présentation de l'information financière de la Société.

3. COMPOSITION DU COMITÉ D'AUDIT

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

4. NOMINATION DES MEMBRES DU COMITÉ D'AUDIT

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

5. VACANCES

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

6. PRÉSIDENT DU COMITÉ D'AUDIT

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

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

7. ABSENCE DU PRÉSIDENT DU COMITÉ D'AUDIT

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

8. SECRÉTAIRE DU COMITÉ D'AUDIT

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

9. RÉUNIONS

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

10. QUORUM

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

11. AVIS CONCERNANT LES RÉUNIONS

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

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

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

13. PROCÉDURE, DOSSIERS ET RAPPORTS

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

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

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

15. EXPERTS ET CONSEILLERS EXTERNES

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

16. FIABILITÉ

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