

2023

RAPPORT ANNUEL

Concrétiser nos priorités

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

24

ANNÉES
CONSÉCUTIVES
DE HAUSSES
DU DIVIDENDE
ANNUEL

Résultat comparable par action ordinaire¹
(en dollars)



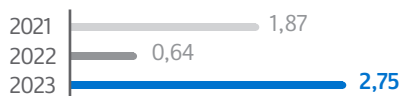
BAlIA comparable¹ (en millions de dollars)



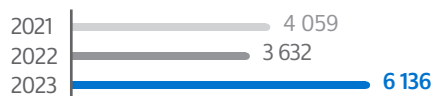
Résultats comparables¹
(en millions de dollars)



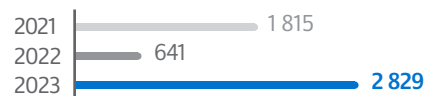
Bénéfice net par action ordinaire
(en dollars)



Bénéfice sectoriel total
(en millions de dollars)



Bénéfice net attribuable aux actionnaires
ordinaires (en millions de dollars)



Fonds provenant de l'exploitation
comparables¹ (en millions de dollars)



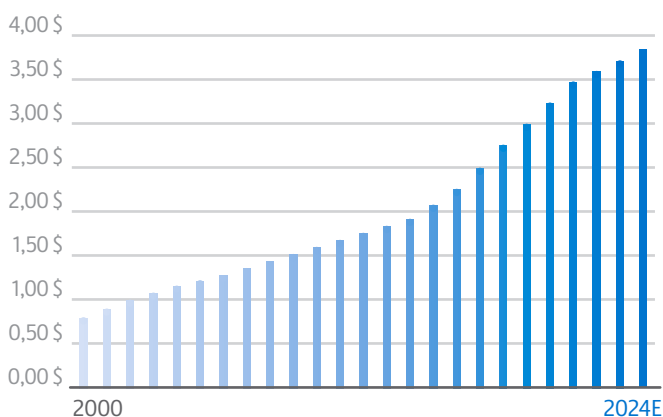
Rentrées nettes liées aux activités
d'exploitation (en millions de dollars)



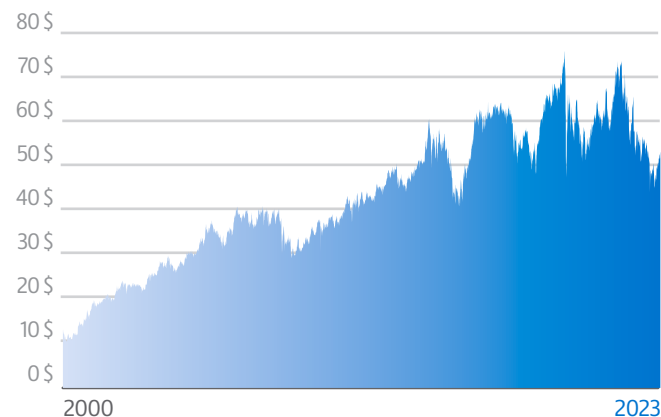
Dividendes déclarés par action ordinaire
(en dollars)



Croissance des dividendes



Cours de l'action ordinaire — Bourse de Toronto



¹ Mesures non conformes aux PCGR qui ne constituent pas des mesures définies prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR américains; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2023 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information et un rapprochement avec les PCGR américains équivalents.

Information prospective

On fait référence dans ces pages à des informations prospectives. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels s'écartent de ceux anticipés, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2023 de TC Énergie déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, et pouvant être consulté à TCÉnergie.com.

À PROPOS DE TC ÉNERGIE

DÉGAGER DES RÉSULTATS – FOURNIR DES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Nous sommes une équipe de plus de 7 000 personnes axées sur la résolution de problèmes qui travaille au transport, à la production et au stockage, en toute sécurité, de l'énergie dont dépend l'Amérique du Nord. Aujourd'hui, nous proposons des solutions aux défis énergétiques mondiaux les plus ardues, qu'il s'agisse d'innover dans notre façon d'acheminer le gaz naturel alimentant le GNL vendu sur les marchés mondiaux, de travailler à réduire les émissions de nos actifs ou de collaborer avec nos voisins, nos clients et les gouvernements afin de bâtir ensemble le système énergétique de demain. Tout cela fait partie de notre façon de continuer à fournir des rendements durables à nos investisseurs et à créer de la valeur pour les collectivités.

Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (TSX) et à la bourse de New York (NYSE), sous le symbole TRP. Pour en savoir plus sur notre société, visitez notre site au [TCEnergie.com](https://www.TCEnergie.com).

NOS VALEURS

Les valeurs de notre entreprise constituent le fondement de nos activités.

- ⋈ SAFETY SÉCURITÉ
- ⋈ INNOVATION
- ⋈ RESPONSABILITÉ
- ⋈ COLLABORATION
- ⋈ INTÉGRITÉ

FOURNIR DE L'ÉNERGIE DE FAÇON DURABLE

Notre secteur connaît des changements sans précédent alors que nous nous attaquons collectivement au défi qui nous unit tous : répondre à la demande énergétique mondiale croissante tout en

réduisant les émissions de GES. TC Énergie s'efforce de résoudre ce problème en fournissant chaque jour de l'énergie produite de façon responsable.

Nos actifs hautement intégrés fournissent de l'énergie partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique et permettent à TC Énergie d'exporter mondialement des GNL, soit l'une des solutions les plus immédiates et les plus durables pour déplacer et réduire les émissions mondiales. Nous bénéficions aussi d'actifs et de possibilités énergétiques qui découlent de notre investissement dans Bruce Power, la plus grande centrale nucléaire en exploitation au monde. Nous sommes fiers d'investir dans une énergie sûre, fiable et abordable, qui contribue à la transition énergétique.

Nous continuons de mettre l'accent sur nos engagements en matière de durabilité, qui représentent les sujets les plus pertinents pour notre entreprise et nos parties prenantes et nous aident à nous positionner en vue d'un succès à long terme. Pour en savoir plus sur le rôle que nous jouons dans la transition énergétique et la façon dont nous intégrons la durabilité à notre processus décisionnel, veuillez consulter notre [Rapport de 2023 sur la durabilité](#).

RECONNAISSANCE DU TERRITOIRE

TC Énergie reconnaît les terres ancestrales autochtones sur lesquelles elle exerce ses activités en Amérique du Nord et maintient son engagement à comprendre comment les histoires, les cultures et les riches traditions des peuples de ces terres ont été façonnées par le passé, comment elles influencent notre présent, ainsi que ce que nous pouvons apprendre pour prospérer ensemble dans l'avenir. Nous nous engageons à travailler avec les premiers occupants des territoires afin de promouvoir le partage et la prospérité.

DÉGAGER DES RÉSULTATS – FOURNIR DES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

MESSAGE DE JOHN ET FRANÇOIS

Nos efforts collectifs en 2023 ont continué de préparer le terrain pour une période de transformation pour TC Énergie. Notre équipe de direction a établi des priorités stratégiques claires, positionné nos ressources avec succès et continué de dégager des résultats vigoureux. Ces efforts se sont traduits par un autre exercice record pour la société, au cours duquel nous avons continué de transporter, de produire et de stocker de façon sécuritaire et efficace l'énergie dont dépend l'Amérique du Nord et le monde entier.

2 Le BAIIA comparable, le résultat comparable par action et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR utilisées tout au long du présent document. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire et les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation sont respectivement les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2023 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et un rapprochement avec les PCGR américains équivalents. www.sedarplus.ca. Notre rapport de gestion annuel 2023 est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

Nous avons mis à profit nos actifs de plus de 100 milliards de dollars et dégagé des résultats solides pour nos actionnaires en 2023, ce qui comprend :

- ❖ un BAIIA comparable² record de 11,0 milliards de dollars, soit 11 % de plus qu'en 2022
- ❖ des résultats comparables par action² records de 4,52 \$, soit 5 % de plus qu'en 2022;
- ❖ des fonds provenant de l'exploitation comparables² de 8,0 milliards de dollars;
- ❖ la mise en service de 5,3 milliards de dollars d'actifs conformément au budget;
- ❖ l'atteinte de façon sécuritaire et fiable de volumes de débit records pour nos actifs de gaz naturel;
- ❖ une forte disponibilité de nos actifs de production d'énergie.



John Lowe
Président du conseil



François Poirier
Président et chef de
la direction

CONCRÉTISATION DE NOS PRIORITÉS POUR 2023

✓ RÉALISATION DE PROJETS

Notre équipe a franchi plusieurs jalons importants au cours de l'exercice, notamment la réalisation sécuritaire de grands projets et la mise en service de projets visant une capacité supplémentaire. Nous avons notamment terminé les travaux mécaniques en avance sur notre objectif de fin d'exercice 2023 en ce qui a trait au projet de gazoduc Coastal GasLink, qui est le premier pipeline canadien vers la côte ouest en 70 ans et le premier accès direct au pays vers les marchés internationaux de GNL. Il s'agit d'un pas de géant vers l'exportation de GNL à partir du Canada. Faisant preuve d'excellence en matière de sécurité et d'exploitation ainsi que d'un fort engagement envers les peuples autochtones et les collectivités des régions concernées, nous avons finalisé cette infrastructure nationale après y avoir consacré plus de 55 millions d'heures. Nous avons appliqué les leçons tirées de ce projet à notre processus d'affectation des capitaux ainsi qu'à la préparation et l'exécution de projets, et nous constatons déjà des résultats favorables. Au Mexique, notre projet de gazoduc Southeast Gateway a été le premier grand projet approuvé aux termes de notre processus révisé, et le projet continue de respecter le budget et le calendrier. Conformément à notre engagement commun à l'égard de l'exécution de projets, Bruce Power a annoncé la réussite du remplacement des composantes principales du réacteur 6 selon le budget et en avance sur l'échéancier prévu, ce qui représente un jalon important dans la plus importante initiative ontarienne en matière d'énergie propre et l'un des plus importants projets d'infrastructure du Canada.

Au cours de l'exercice, nous avons également mis en service pour 5,3 milliards de dollars d'actifs en respectant le budget, ce qui a contribué à soutenir la croissance durable du BAIIA comparable.

✓ RENFORCER LE BILAN

Dans le but d'accélérer le désendettement, nous avons mené à bien notre programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars en vendant une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners, pour un produit en trésorerie total de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). Nos équipes continuent d'évaluer des possibilités de rotation du capital supplémentaires s'élevant à 3 milliards de dollars afin de soutenir encore davantage l'atteinte de nos objectifs de désendettement, que nous visons atteindre d'ici la fin de 2024.

✓ MAXIMISER LA VALEUR DE NOS ACTIFS

Nous continuons de maximiser la valeur et la performance de nos actifs grâce à des activités sécuritaires et fiables. Notre BAIIA comparable pour 2023 a été 11 % plus élevé que

celui de 2022, ce qui illustre comment nos actifs continuent de générer de solides résultats opérationnels et financiers pendant toutes les étapes du cycle économique.

En juillet 2023, à la suite d'un examen stratégique de deux ans, notre conseil d'administration a approuvé nos plans visant à procéder à la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides et à nous scinder en deux sociétés de grande qualité et de premier plan. La scission de nos activités liées aux gazoducs et de nos activités de solutions énergétiques d'avec nos activités liées aux pipelines de liquides a pour objectif de maximiser la valeur de nos actifs et de mettre à contribution tout le potentiel de nos cinq orientations stratégiques³ en faveur de nos actionnaires.

❖ **TC Énergie** : une société du secteur du gaz naturel et de l'énergie et des solutions énergétiques axée sur la croissance, diversifiée et à faible risque, particulièrement bien positionnée pour répondre à la demande croissante du secteur et des consommateurs pour des sources d'énergie fiables et à faibles émissions de carbone, y compris le gaz naturel.

❖ **South Bow Corporation** : une société d'infrastructure pétrolière essentielle, bénéficiant d'une position inégalée sur le marché lui permettant d'acheminer une offre résiliente, sûre et sécuritaire vers les marchés de demande élevée, ainsi que d'occasions de croissance et de création de valeur supplémentaires.

POURQUOI INVESTIR : PROPOSITION DE VALEUR POUR LES ACTIONNAIRES TC ÉNERGIE

Bien que notre entreprise évolue continuellement, notre proposition de valeur demeure la même.

- ❖ **Vision à long terme** : notre stratégie demeure fondée sur les principes fondamentaux de l'énergie, l'orientation des politiques et l'évolution de la composition des produits énergétiques.
- ❖ **Affectation disciplinée du capital** : nous maintiendrons un plafond de dépenses en immobilisations nettes⁴ annuelles de 6 à 7 milliards de dollars après 2024, en privilégiant le bas de la fourchette.
- ❖ **Vigueur et souplesse financières** : nous dégageons de solides résultats financiers à toutes les étapes du cycle économique.
- ❖ **Prudence en matière de risque** : nous sommes une entreprise assimilable à un service public dont environ 97 % du BAIIA comparable est lié à des activités à tarifs réglementés ou étayé par des contrats à long terme.

³ Pour en savoir plus sur nos orientations stratégiques, veuillez consulter la page 7.

⁴ Les dépenses en immobilisations nettes sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée tout au long du présent document. Cette mesure n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Les dépenses en immobilisations sont la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2023 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Notre rapport de gestion annuel 2023 est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

NOS PRIORITÉS STRATÉGIQUES POUR 2024

Les priorités suivantes nous guideront en 2024 :

- ❖ **Optimisation de la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle :** Nous continuerons de fournir de l'énergie de façon sécuritaire, responsable et fiable. Nous poursuivrons la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides, qui porteront désormais le nom South Bow, tout en intégrant davantage nos activités de gaz naturel afin de réaliser des synergies.
- ❖ **Réalisation de projets dans les délais et selon budget :** Nous mettrons en œuvre de façon sécuritaire notre programme de projets d'investissement garantis de grande qualité et nous prévoyons mettre en service environ 7 milliards de dollars d'actifs.
- ❖ **Accroissement de la solidité et de la souplesse de notre bilan :** Nous poursuivrons notre plan bien défini visant à atteindre et à maintenir un ratio dette-BAIIA⁵ d'au plus 4,75 fois d'ici la fin de 2024 en poursuivant notre programme de sortie d'actifs et en continuant de rationaliser nos activités et de cibler des possibilités d'améliorer l'efficacité.

VISION STRATÉGIQUE RENOUVELÉE DE TC ÉNERGIE

Fort de sa proposition de valeur de longue date, TC Énergie a adopté une vision stratégique renouvelée consistant à maximiser la valeur de ses quatre orientations stratégiques, postérieurement à la scission, afin de fournir les solutions énergétiques dont le monde a besoin.

À mesure que le contexte externe, les attentes des parties prenantes et le contexte énergétique progressent – influencés par l'évolution des politiques et de la réglementation, les enjeux climatiques, les avancées technologiques et les mouvements géopolitiques – notre stratégie et nos activités demeurent souples. Nous continuons de fonder nos décisions en matière d'affectation des capitaux sur les principes fondamentaux énergétiques et l'orientation des politiques, tout en adoptant un ensemble de postures prudentes en matière de risque. En suivant cette approche, nous sommes bien préparés à faire face aux changements touchant le contexte externe et énergétique.

5 Le ratio dette-BAIIA est un ratio non conforme aux PCGR. Le montant ajusté de la dette et le BAIIA comparable ajusté sont des mesures non conformes aux PCGR utilisées par calculer le ratio dette-BAIIA. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. La dette et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) sont les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables au montant ajusté de la dette et au BAIIA comparable ajusté. Nous sommes d'avis que le ratio dette-BAIIA fournit aux investisseurs de l'information utile car il indique notre capacité à assurer le service de notre dette et de nos autres obligations à long terme. Il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires pour le quatrième trimestre de 2023 de TC Énergie pour obtenir des informations sur le calcul du ratio dette-BAIIA et consulter des rapprochements du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2023.

Au cours des dernières années, nous avons stratégiquement priorisé l'affectation de capitaux en faveur de nos activités complémentaires visant le gaz naturel ainsi que l'énergie et les solutions énergétiques, ce qui nous permet de tirer encore davantage parti des synergies internes et de réaliser une croissance à long terme.

Nous continuerons de renforcer nos actifs inégaux des façons suivantes :

RENFORCER NOTRE POSITION EN TANT QUE SOCIÉTÉ DE GAZ NATUREL AXÉE SUR LA CROISSANCE

Lorsque nous sommes confrontés au trilemme de l'énergie – conjuguer la sécurité, l'abordabilité et la durabilité – le gaz naturel, y compris le GNL, est une solution clé. Nous continuerons d'investir dans nos gazoducs et nos activités de stockage afin de répondre à la demande des clients et de renforcer notre position diversifiée de chef de file du secteur.

ORIENTER NOTRE PORTEFEUILLE LIÉ À L'ÉNERGIE

Notre stratégie visant le secteur Énergie et solutions énergétique est d'axer notre portefeuille sur les possibilités de production d'énergie nucléaire et d'énergie hydroélectrique par pompage. Nous continuerons d'investir des capitaux raisonnables dans d'autres solutions énergétiques, comme le captage, l'utilisation et le stockage du carbone et l'hydrogène, afin de développer nos capacités dans des domaines où nous sommes susceptibles d'occuper une forte position concurrentielle dans l'avenir.

AFFECTER LES CAPITAUX DE FAÇON DISCIPLINÉE

Nous prévoyons que le respect de notre plafond de dépenses en immobilisations nettes de 6 à 7 milliards de dollars après 2024, en privilégiant le bas de la fourchette, nous permettra de continuer à dégager un taux de croissance des dividendes attrayant et durable, tout en améliorant notre vigueur et notre souplesse financières. Nous demeurerons disciplinés dans l'affectation de nos capitaux en nous guidant sur notre ratio dette-BAIIA maximal de 4,75 fois d'ici la fin de 2024. De plus, nous nous engageons à approuver les projets offrant la plus haute valeur parmi ceux que nous envisagerons, nous assurant ainsi de leur valeur financière et stratégique tout en réduisant les risques.

Après la scission, TC Énergie continuera de favoriser un portefeuille fortement axé sur les activités à tarif réglementé et assorti de faibles risques, qui concilie une croissance durable des dividendes et des dépenses en immobilisations disciplinées. Nous ressemblerons de plus en plus à entreprise de services publics, dont la stratégie et la composition du portefeuille

permettent de mieux saisir les avantages partagés par nos pairs des services publics tout en tirant parti de la forte croissance de la demande sur les marchés que nous servons.

PERSPECTIVES

Les attentes sont grandes pour 2024, en raison de la demande soutenue pour nos actifs et nos services. Nous nous attendons à ce que notre BAIIA comparable pour 2024 soit plus élevé que le montant record que nous avons inscrit en 2023, avant les ajustements au titre des ventes d'actifs éventuelles et de la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides, toujours conditionnelle au vote des actionnaires, ce qui devrait avoir lieu à la mi-2024.

En raison de notre confiance envers la solidité de notre performance financière et opérationnelle, notre conseil d'administration a haussé notre dividende par action ordinaire pour la vingt-quatrième année consécutive en février 2024 pour le porter à 3,84 \$ l'action sur une base annualisée, soit une hausse de 3,2 %. En continuant d'axer nos efforts sur notre proposition de valeur et de mettre l'accent sur nos priorités stratégiques, nous prévoyons continuer de hausser ce dividende à un rythme de 3 % à 5 % annuellement.

Notre talentueuse équipe travaille constamment de façon sécuritaire et fiable à s'assurer que les besoins énergétiques quotidiens des collectivités sont satisfaits. Elle exécute ce travail avec le plus grand sérieux et le plus grand respect envers les collectivités où nous menons des activités, tout en demeurant à l'écoute des ayants droits autochtones et des parties prenantes. Face à la complexité et aux défis croissants, notre équipe fait preuve de grandes capacités d'adaptation et de résilience. Nous leur exprimons notre gratitude pour leurs efforts acharnés.

À la tête de ces efforts se trouve une équipe de haute direction sans pareille. Les compétences cumulées de ses membres, leur détermination et leur pensée innovante permettent à TC Énergie de se distinguer. Guidée par la gouvernance et la supervision vigoureuses de notre conseil d'administration, cette équipe de direction produit constamment des résultats conformes à l'historique de solides rendements de TC Énergie.

Nous remercions Siim A. Vanaselja, ancien président du conseil d'administration, pour sa contribution considérable à la croissance et au succès de TC Énergie. M. Vanaselja continuera d'être un membre précieux du conseil d'administration afin d'assurer une succession ordonnée et de permettre à TC Énergie de continuer à bénéficier de son expertise.



Au nom du conseil d'administration et des membres de notre personnel, nous remercions nos actionnaires pour leur confiance et leur investissement soutenus dans TC Énergie. C'est avec enthousiasme que nous affirmons notre engagement continu.

Cordialement,



François Poirier
Président et chef de la direction



John Lowe
Président du conseil

UNE SOCIÉTÉ NORD-AMÉRICAINE DE SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES



GAZ NATUREL

Nous sommes des leaders en transport et en stockage de gaz naturel dans les trois pays où nous menons des activités. Notre réseau stratégique de 93 600 kilomètres (58 100 milles) relie les bassins de gaz naturel les plus concurrentiels et les moins coûteux aux marchés de grande valeur au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Nous transportons en toute sécurité environ 30 % du gaz naturel nécessaire pour répondre à la demande énergétique de l'ensemble du continent chaque jour.

Le gaz naturel est essentiel pour naviguer dans le trilemme de l'énergie – conjuguer la sécurité, l'abordabilité et la durabilité.

Notre infrastructure constitue également l'épine dorsale de l'acheminement de gaz naturel vers les terminaux d'exportation de GNL en Amérique du Nord. Aux États-Unis, notre réseau de gazoducs achemine actuellement environ 30 % du gaz d'alimentation destiné à l'exportation de GNL. Au Canada, nous avons achevé la construction du gazoduc Coastal GasLink, qui constitue la première voie directe entre le Canada et les marchés mondiaux du GNL permettant de livrer au monde entier du gaz naturel produit de façon responsable. Au Mexique, pour répondre à la demande croissante du pays, nous faisons progresser le projet Southeast Gateway, un gazoduc dédié assorti de technologies de pointe pour le transport.



ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Nos activités de production d'énergie continuent de fournir de l'énergie fiable, abordable et durable. Nous possédons des installations ou des participations dans des installations pouvant générer une production énergétique d'environ 4 600 mégawatts, dont plus de 75 % est sans émissions.

Dans le but de soutenir la croissance prévue de la production d'énergie renouvelable d'ici 2050, nous avons formulé une stratégie pour le secteur Énergie et solutions énergétiques mettant l'accent sur la production d'énergie nucléaire de classe mondiale et sur les possibilités hydroélectriques par pompage, essentielles au maintien de la fiabilité du réseau. Nous nous attendons à ce que nos investissements soient soutenus par des contrats à long terme ou à tarifs réglementés, ce qui nous permettra de livrer des rendements à faible risque comparables à ceux des entités de services publics. Notre portefeuille d'activités est diversifié et bien positionné pour fournir à nos clients de l'électricité géographiquement ciblée, fiable et sans émissions.



LIQUIDES

Notre réseau de pipelines de liquides de 4 900 kilomètres (3 000 milles) se compose de notre réseau d'oléoducs Keystone, qui relie directement l'une des plus grandes réserves mondiales de pétrole, le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), aux plus grands marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique au moyen d'une capacité d'environ 14 millions de b/j. De plus, nos actifs Grand Rapids et White Spruce en Alberta offrent une diversification des marchés en desservant les marchés mondiaux à partir de la côte ouest du Canada. Soutenu par des structures commerciales à long terme et une proportion de 96 % de clients de grande qualité ou l'équivalent, ce réseau sans pareil dessert un corridor très stratégique.

Il est attendu que la production de pétrole en Amérique du Nord continuera de représenter une composante robuste et importante de l'offre d'énergie au cours des prochaines décennies. L'approvisionnement stable et fiable en pétrole brut provenant du BSOC devrait augmenter de 500 000 b/j d'ici à la fin de la décennie, et l'utilisation de produits raffinés sur nos principaux marchés devrait rester élevée jusqu'en 2050.

Afin de maximiser la valeur de ce portefeuille, de profiter des possibilités de croissance et de libérer son plein potentiel, nous avons l'intention de procéder à la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides au cours du deuxième semestre de 2024, à la suite d'un vote des actionnaires visant l'approbation de la transaction. Pour en savoir plus, consultez la page 8.

NOS ORIENTATIONS STRATÉGIQUES

Nous disposons d'un ensemble d'actifs inégalés qui se situent au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre vaste infrastructure offre des connexions énergétiques qui unissent l'Amérique du Nord. C'est cette infrastructure qui nous a permis de formuler cinq orientations stratégiques.

① DISTRIBUER LE GAZ NATUREL CANADIEN

Transporter du gaz naturel à partir de l'un des bassins les plus prolifiques au monde, le BSOC, vers les marchés canadiens et américains, et ainsi accéder aux marchés mondiaux au moyen du GNL grâce à Coastal GasLink.

② DISTRIBUER LE GAZ NATUREL AMÉRICAIN

Transporter du gaz naturel à partir du Bassin des Appalaches dans l'est des États-Unis jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et vers d'autres marchés importants des États-Unis et transporter environ 30 % du gaz d'alimentation du GNL.

③ IMPORTER DU GAZ NATUREL POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE DU MEXIQUE

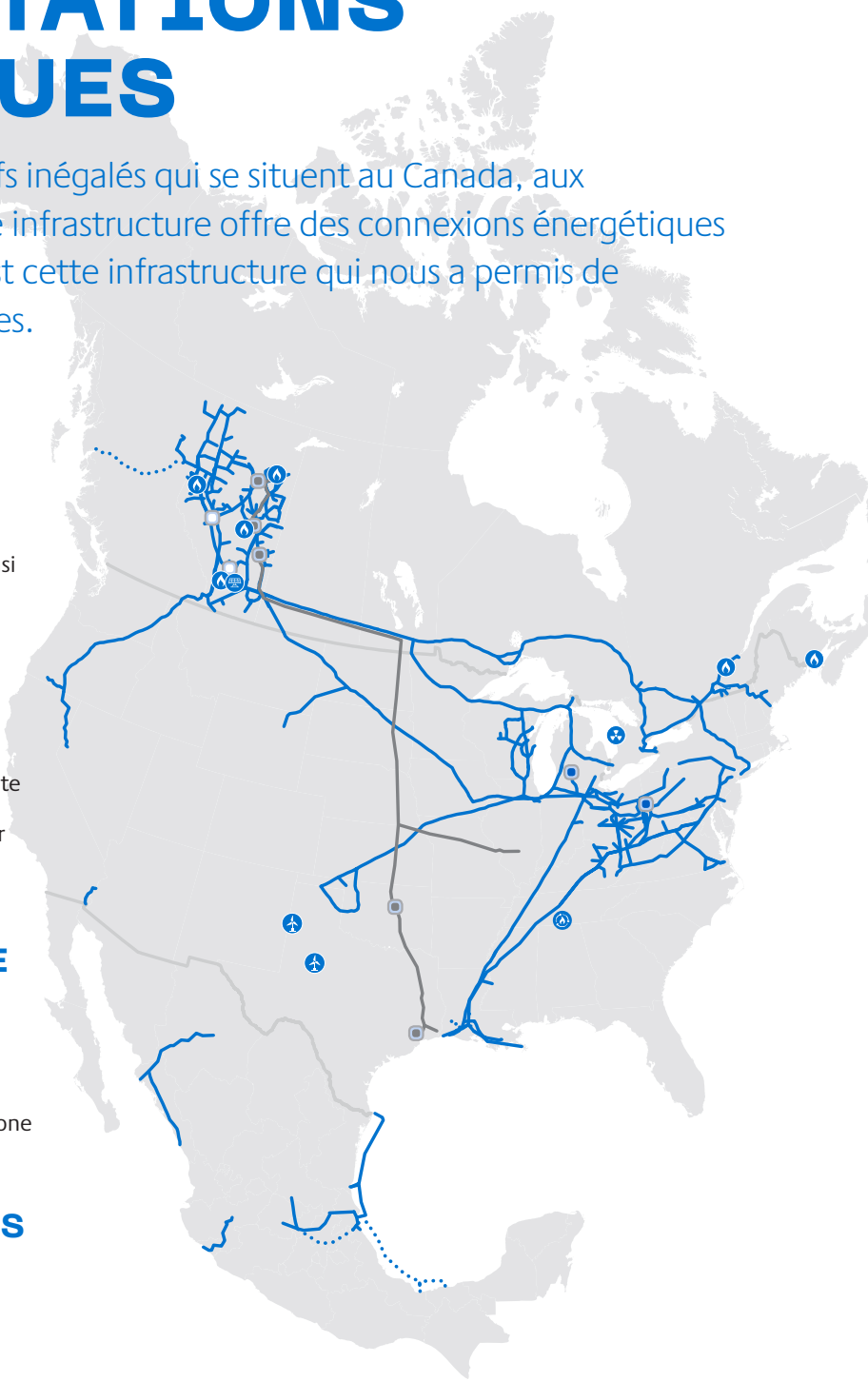
Transporter du gaz naturel à partir des marchés américains afin de répondre à la demande croissante d'énergie à faibles émissions de carbone au Mexique.

④ ÉLABORER DES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Mettre au point des solutions énergétiques sécuritaires, abordables, durables et à faibles émissions de carbone, en mettant l'accent sur l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité par pompage.

⑤ EXPORTER LE PÉTROLE BRUT CANADIEN

Offrir la voie la plus rapide et la plus économique pour transporter du pétrole brut à partir du BSOC vers les plus grands marchés de raffinage nord-américains du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique.



Ces orientations découlent de notre engagement indéfectible envers la sécurité et l'excellence opérationnelle et elles nous distinguent de nos pairs. En continuant d'être sélectifs et stratégiques quant à l'affectation de nos capitaux, nous pouvons accroître davantage notre avantage concurrentiel et faire de TC Énergie un partenaire de choix.

SOUTH BOW

MAXIMISER LA VALEUR DE NOS ACTIFS

PROJET DE SCISSION DE NOS ACTIVITÉS LIÉES AUX PIPELINES DE LIQUIDES

À la suite d'un examen stratégique de deux ans portant sur nos activités liées aux pipelines de liquides, nous avons proposé, en juillet 2023, un plan consistant à scinder TC Énergie en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité, afin de maximiser la valeur de nos actifs. Le conseil d'administration et l'équipe de direction de TC Énergie sont convaincus que cette décision stratégique libérera le plein potentiel de notre corridor stratégique et rehaussera la valeur à long terme pour les actionnaires.

MOTIF STRATÉGIQUE

TC Énergie et South Bow offrent des propositions de valeur distinctes aux clients et aux investisseurs. En tant qu'entités autonomes, chacune pourra poursuivre et atteindre un plus grand succès en suivant des stratégies adaptées afin de tirer pleinement parti de la valeur ajoutée propre à leurs ensembles uniques de possibilités.

Alors que le monde redéfinit ses priorités en matière de sécurité énergétique, nos activités de pipelines de liquides ont connu une demande accrue, ce qui présente des occasions immédiates qui exigent une plus grande souplesse financière afin qu'elles maintiennent leurs principaux avantages concurrentiels. Dans le but de protéger leur position actuelle de chef de file, les activités de pipelines de liquides doivent pouvoir investir prudemment dès aujourd'hui et répondre à la demande supplémentaire des clients.

En tant qu'entité distincte, South Bow bénéficiera de l'autonomie requise pour accéder aux capitaux nécessaires à la croissance judicieuse et à l'exécution de sa stratégie ciblée. Étant donné que les investissements doivent être évalués des années à l'avance, South Bow doit bénéficier de la souplesse nécessaire pour renforcer son corridor de pointe avant de se réengager à la fin de la décennie. La scission en 2024 donnera à South Bow le temps de cibler et de faire progresser les occasions rentables qui en garantiront le succès à long terme.

VISION POUR SOUTH BOW

« En tant qu'entité plus petite, South Bow pourra être efficace, agile et opportuniste. Nous sommes heureux d'offrir à nos actionnaires des dividendes sur actions ordinaires solides et durables, entièrement financés au moyen de flux de trésorerie autogénérés de grande qualité, et présentant un taux de croissance prévu de 2 % à 3 %. »

Bevin Wirzba,
président et chef de la direction de South Bow

Grâce à sa cote de crédit attendue élevée, South Bow aura la souplesse nécessaire pour réagir rapidement aux mouvements du marché, tout en offrant continuellement de la valeur aux actionnaires. En raison du dividende de base attrayant et de l'accès inégalé de la société aux principaux marchés de demande, nous nous attendons également à ce que son profil de flux de trésorerie à faible risque grandement soutenus par des contrats d'achat ferme offre une évaluation avantageuse par rapport à son groupe de pairs. En tirant parti de ses avantages, South Bow continuera d'être l'une des plateformes de liquides les plus concurrentielles du continent.

PROCHAINES ÉTAPES PRÉVUES

- Printemps 2024 : dépôt de la circulaire de sollicitation de procurations.
- Mi-2024 : vote des actionnaires sur la scission des activités liées aux pipelines de liquides.
- Deuxième semestre de 2024 : achèvement prévu de la scission des activités liées aux pipelines de liquides.
- Les dividendes cumulés des deux sociétés demeureront entiers après la scission.

Rapport de gestion

Le 15 février 2024

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Le rapport de gestion doit par ailleurs être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2023, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	10
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	15
• Trois entreprises essentielles	16
• Notre stratégie	17
• Points saillants des résultats financiers de 2023	21
• Perspectives	30
• Programme d'investissement	31
ENTREPRISE DE GAZODUCS	36
GAZODUCS – CANADA	46
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	51
GAZODUCS – MEXIQUE	56
PIPELINES DE LIQUIDES	61
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	72
SIÈGE SOCIAL	82
INCIDENCE DU CHANGE	89
SITUATION FINANCIÈRE	91
AUTRES RENSEIGNEMENTS	104
• Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise	104
• Contrôles et procédures	122
• Estimations comptables critiques	123
• Instruments financiers	125
• Transactions avec des parties liées	127
• Modifications comptables	128
• Résultats trimestriels	129
GLOSSAIRE	142

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TC Énergie » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à Corporation TC Énergie et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 142. Tous les renseignements sont en date du 15 février 2024 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider le lecteur à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « **prévoir** », « **s'attendre** », « **croire** », « **pouvoir** », « **devoir** », « **estimer** », « **projeter** », « **entrevoir** » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion incluent des renseignements portant notamment sur :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion, y compris les acquisitions;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, de même que la gestion de notre portefeuille;
- les attentes quant à la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides, South Bow Corporation, après la clôture prévue de la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides en deux sociétés inscrites en bourse, y compris la direction et les cotes de crédit s'y rapportant;
- les attentes concernant la taille, la structure, le calendrier, les modalités et les résultats des transactions courantes et futures, y compris la scission proposée et notre programme de sortie d'actifs;
- la croissance prévue des dividendes;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- l'intensité attendue de la demande énergétique;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels, y compris les coûts des mesures environnementales correctives;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport sur la durabilité et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la scission proposée et de la transition énergétique;
- les décisions réglementaires et leur incidence;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et fournisseurs;
- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les coûts de la main-d'œuvre;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la scission proposée et de la transition énergétique;
- les modalités, le calendrier et la réalisation de la scission, y compris la réception en temps opportun de toutes les approbations réglementaires et décisions fiscales nécessaires;
- que les conditions de marché et autres ne soient plus favorables à la conclusion de la scission proposée;
- l'interruption des activités au cours de la période précédant la scission proposée ou suivant immédiatement celle-ci;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques, y compris le projet Focus, et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions réglementaires et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques en matière de durabilité;
- l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, et les répercussions s'y rapportant.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- dépenses en immobilisations nettes.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le résultat comparable concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires, sauf indication contraire. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (« BAIIA comparable ») et sur le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (« BAII comparable ») concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice sectoriel, sauf indication contraire.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- les remboursements d'impôts sur le bénéfice, les provisions pour moins-value et les ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- les règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, les règlements dans le cadre de faillites et les autres règlements;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration;
- les ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques au titre des fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des produits de base.

Nous excluons des mesures comparables les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Les variations de la juste valeur, y compris de notre quote-part des variations de la juste valeur liées à Bruce Power, sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Au troisième trimestre de 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité en procédant à la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides (la « scission »). Une équipe chargée de la gestion de la scission a été mise sur pied afin d'assurer la coordination et la gouvernance entre les deux entités, ainsi que l'élaboration d'une convention de scission et d'une convention de services de transition. Les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent les coûts internes se rapportant à la scission, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que les autres honoraires de consultation, qui sont comptabilisés dans les résultats de nos secteurs Pipelines de liquides et Siège social. Ces éléments ont été exclus des mesures comparables puisque nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes courantes.

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons comptabilisé un montant supplémentaire au titre des coûts des mesures environnementales correctives se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Nous disposons de polices d'assurance adéquates et nous estimons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes de nos assurances existantes. Nous prévoyons qu'une tranche de ce produit d'assurance proviendra de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive, ce qui a eu une incidence sur le bénéfice net inscrit dans les résultats financiers consolidés de TC Énergie pour le deuxième trimestre de 2023. Ce montant a été exclu des mesures comparables puisqu'il ne reflète pas nos activités sous-jacentes courantes.

Au premier trimestre de 2023, TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie avec Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »). Le prêt et l'emprunt sont éliminés lors de la consolidation. Toutefois, en raison des différences de monnaies dans lesquelles chaque entité présente ses résultats financiers, le bénéfice net est touché lors de la conversion du prêt et de l'emprunt dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que ces montants ne reflètent pas de façon juste les montants qui seront réalisés au règlement, à compter du deuxième trimestre de 2023, nous avons exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt ainsi que les gains et les pertes de change latents correspondants sur l'emprunt.

En 2022, nous avons lancé le projet Focus afin de cibler des possibilités d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité. À ce jour, nous avons relevé une vaste gamme de possibilités qui devraient améliorer la sécurité et la performance financière à long terme. Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer d'élaborer et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2023, les avantages sous forme de gains de sécurité, de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir. À compter de 2023, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles se rapportaient essentiellement à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi relatifs au projet Focus, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Ces montants ont été exclus des mesures comparables puisqu'ils ne reflètent pas nos activités sous-jacentes courantes.

Avant le remboursement intégral du prêt libellé en pesos à recevoir d'une société affiliée au premier trimestre de 2022, nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes de change latent(e)s sur ce prêt ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car les montants ne reflétaient pas de façon juste les gains et les pertes qui seraient réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable :

Mesure comparable	Mesure conforme aux PCGR
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
BAIL comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
résultat comparable	bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net (perte nette) par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
dépenses en immobilisations nettes	dépenses en immobilisations

BAIIA comparable et BAIL comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAIL comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle).

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des gains (pertes) de change, les intérêts créditeurs et autres, (la charge) le recouvrement d'impôts, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

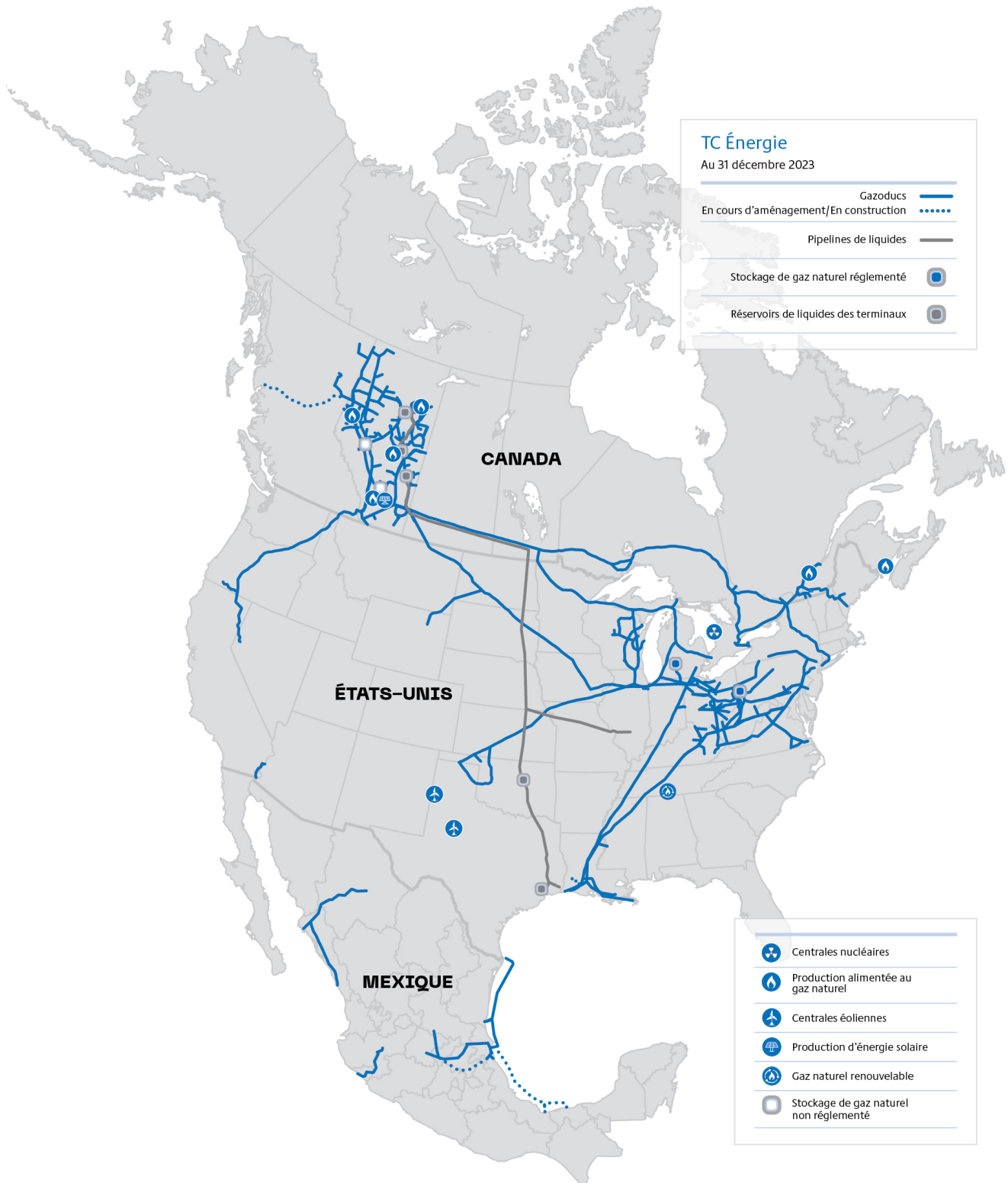
Les fonds provenant de l'exploitation représentent les entrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées à la note 30 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2023. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des entrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les entrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Dépenses en immobilisations nettes

Les dépenses en immobilisations nettes représentent les dépenses en immobilisations, y compris les projets de croissance, les dépenses d'investissement de maintien, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les projets en cours d'aménagement, ajustées pour tenir compte de la part attribuable aux participations sans contrôle des entités dans lesquelles nous exerçons le contrôle. Nous avons recours aux dépenses en immobilisations nettes, car nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer nos flux de trésorerie affectés au réinvestissement de capitaux.

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 70 ans, TC Énergie est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons trois entreprises essentielles, soit Gazoducs, Pipelines de liquides et Énergie et solutions énergétiques. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie et solutions énergétiques. Nous avons aussi un secteur Siège social qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance et le financement des secteurs d'exploitation de TC Énergie et leur fournit divers autres services.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Total de l'actif par secteurs		
Gazoducs – Canada	29 782	27 456
Gazoducs – États-Unis	50 499	50 038
Gazoducs – Mexique	12 003	9 231
Pipelines de liquides	15 490	15 587
Énergie et solutions énergétiques	9 525	8 272
Siège social	7 735	3 764
	125 034	114 348

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Total des produits par secteurs		
Gazoducs – Canada	5 173	4 764
Gazoducs – États-Unis	6 229	5 933
Gazoducs – Mexique	846	688
Pipelines de liquides	2 667	2 668
Énergie et solutions énergétiques	1 019	924
	15 934	14 977

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
BAIIA comparable par secteurs¹		
Gazoducs – Canada	3 335	2 806
Gazoducs – États-Unis	4 385	4 089
Gazoducs – Mexique	805	753
Pipelines de liquides	1 457	1 366
Énergie et solutions énergétiques	1 020	907
Siège social	(14)	(20)
	10 988	9 901

¹ Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour un complément d'information sur le rapprochement du bénéfice sectoriel et du BAIIA comparable.

NOTRE STRATÉGIE

Notre vision consiste à être la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain, en produisant, stockant et distribuant de façon sécuritaire l'énergie dont la population a besoin chaque jour. Notre but est de constituer, de faire grandir et d'exploiter, de façon sécuritaire, un portefeuille d'infrastructures qui nous permet de prospérer, peu importe le rythme de la transition énergétique et l'orientation que celle-ci prendra, et aux différents stades du cycle économique. Nous sommes une équipe de personnes travaillant à trouver des solutions pour acheminer cette énergie d'une façon sûre, fiable, sécuritaire et abordable grâce à des solutions énergétiques à faibles émissions de carbone, comme le gaz naturel, l'énergie nucléaire et l'accumulation hydro-électrique par pompage.

Nos actifs regroupent des réseaux de transport, de stockage et de livraison de gaz naturel et de pétrole brut ainsi que des actifs de production d'électricité. Ces infrastructures de longue durée desservent tous les corridors stratégiques de l'Amérique du Nord et reposent sur nos postures prudentes en matière de risques et sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée. Nos actifs produisent des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables et constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque assimilable à un service public. Notre stratégie à long terme est articulée autour de plusieurs convictions profondes :

- le gaz naturel continuera de jouer un rôle de première importance dans l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord et contribuera à la réduction des émissions de GES dans le monde;
- le pétrole brut restera une composante importante de l'offre de carburant;
- les besoins en sources d'énergie fiables et à la demande pour soutenir la stabilité du réseau électrique s'accroîtront considérablement;
- les infrastructures actuelles prendront de la valeur en raison des difficultés qui gênent la construction de toutes les nouvelles infrastructures énergétiques linéaires, en particulier des pipelines.

Le 27 juillet 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission et, le 8 novembre 2023, nous avons indiqué que la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommerait South Bow Corporation. En plus de l'approbation des actionnaires et des tribunaux, la scission est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, à l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. Nous prévoyons que la scission sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Ventilation du BAIIA comparable¹

Exercice clos le 31 décembre	2023	2022
BAIIA comparable par secteurs		
Gazoducs – Canada	31 %	28 %
Gazoducs – États-Unis	40 %	41 %
Gazoducs – Mexique	7 %	8 %
Pipelines de liquides	13 %	14 %
Énergie et solutions énergétiques	9 %	9 %
	100 %	100 %

¹ Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteurs.

Notre composition d'actifs continuera d'évoluer en fonction des sources d'énergie en Amérique du Nord. Nous prévoyons que les changements suivants surviendront dans la répartition des capitaux du fait que le monde entier fait des avancées vers un avenir plus sobre en carbone tout en conjuguant la sécurité énergétique et l'accessibilité :

- notre secteur des gazoducs continuera d'attirer des capitaux du fait de la conversion au gaz des centrales électriques alimentées au charbon ainsi que des exportations de GNL;
- la proportion de notre secteur Énergie et solutions énergétiques dans notre portefeuille est appelée à s'élargir progressivement avec le temps pour être fortement concentrée vers l'énergie nucléaire et les solutions d'accumulation hydro-électrique par pompage. Des investissements mesurés dans les technologies émergentes permettront de développer des capacités complémentaires à nos activités principales, sans prendre de risques volumétriques, de risques liés aux prix des produits de base ou de risques technologiques inconsidérés;
- la scission des activités liées aux pipelines de liquides permettra d'être à l'affût des occasions de croissance afin d'accroître la valeur de l'entreprise.

Éléments clés de notre stratégie

1 Maximiser la valeur de nos éléments d'infrastructure et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

- Le fondement même de notre entreprise demeure la sécurité et la fiabilité de notre exploitation, le maintien de l'intégrité de nos infrastructures et la réduction de notre empreinte environnementale.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs ainsi que des installations de stockage; ils relient les bassins d'approvisionnement à faible coût et de longue durée aux principaux marchés de l'Amérique du Nord et aux marchés d'exportation, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Nos actifs de production d'électricité et de stockage non réglementés sont pour la plupart visés par des contrats à long terme qui nous procurent des flux de trésorerie et des revenus stables.

2 Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel, composé d'environ 31 milliards de dollars destinés à des projets garantis, qui reposent la plupart sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée. Nous prévoyons que ces investissements contribueront à accroître les résultats et les flux de trésorerie lorsque les actifs seront mis en service.
- Notre vaste empreinte nous procure des occasions de croissance considérables dans les corridors déjà exploités qui soutiennent nos positions bien établies dans les domaines du gaz naturel, des liquides et de l'énergie nucléaire. Cela comprend également les possibilités futures de déployer des technologies d'infrastructure à faibles émissions de GES telles que les solutions d'accumulation hydro-électrique par pompage 'hydrogène et le captage du carbone, qui contribueront à réduire nos émissions de GES et celles de nos clients, tout en favorisant la durée de vie de nos actifs existants.
- Nous nous efforçons d'aménager des projets et de gérer les risques liés à la construction en suivant une approche rigoureuse qui favorise la maximisation de l'efficacité des investissements et du rendement pour nos actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans notre expérience ainsi que dans notre expertise en matière de politiques, de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinaires et d'autres installations énergétiques.
- La sécurité, le caractère exécutable, la rentabilité et la responsabilité à l'égard des principes de durabilité sous-tendent chacun de nos investissements.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur et d'investissements de grande qualité

- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel, qui protègent et développent nos activités, qui accroissent la résilience future dans un contexte de transformation des sources d'énergie et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants qui cadrent avec nos préférences en matière de risque. Se reporter à la rubrique « Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise » pour consulter un aperçu de nos risques d'entreprise.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance à tarifs réglementés ou visés par des ententes commerciales à long terme dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage d'un projet.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables, que la technologie soit éprouvée et que les risques et les rendements inhérents soient connus et acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets, notamment les initiatives de croissance à faibles émissions de carbone dans de nouveaux sous-secteurs pour lesquels nous sommes susceptibles d'occuper une forte position concurrentielle dans le futur.
- Nous surveillons les tendances de l'offre et de la demande propres au secteur de l'énergie et nous analysons la performance de notre portefeuille dans divers scénarios d'évolution des sources d'énergie. Cette surveillance nous aide à repérer les occasions susceptibles d'assurer notre résilience, de renforcer nos actifs ou d'accroître la diversification de notre portefeuille.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales en sécurité, en excellence opérationnelle, en création d'occasions d'investissement, en réalisation des travaux et en relations avec les parties prenantes, de même que dans les secteurs d'importance clé pour la durabilité, pour dégager une valeur actionnariale.
- Le recours à une démarche disciplinée en matière de répartition du capital nous permet de maximiser la valeur à court, moyen et long termes tout en protégeant nos entreprises bien établies et en les faisant croître. Nous répartissons le capital de manière à améliorer l'étendue et la compétitivité des coûts des services que nous offrons, à prolonger la durée de vie de nos actifs, à accroître la diversification et à renforcer la compétitivité de nos actifs en matière d'empreinte carbone.
- Nous croyons que notre portefeuille diversifié et de grande qualité d'actifs en place génère des flux de trésorerie prévisibles et à faible risque et nous place dans une position avantageuse pour réussir face à n'importe quel scénario de transition énergétique tout au long des cycles économiques.
- Une attention particulièrement soutenue à l'égard de la gestion des talents nous permet d'avoir les capacités nécessaires à l'exécution de notre stratégie et à sa concrétisation en résultats tangibles.

Notre avantage concurrentiel

Les besoins en solutions énergétiques sécuritaires, fiables, sûres et abordables gagnent en importance. Notre solide position concurrentielle nous vient de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques, d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et d'un modèle éprouvé de répartition du capital. Nous ne perdons jamais de vue notre raison d'être, qui consiste à combler les besoins en énergie actuels et futurs de la population. Nous y parviendrons d'une manière sûre et responsable et en respectant les valeurs de collaboration et d'intégrité qui sont les nôtres, en misant sur les atouts suivants :

- **Gouvernance et leadership forts** – Notre approche de l'éthique des affaires, de la gestion des risques d'entreprise, du comportement à l'égard de nos concurrents, de nos compétences en exploitation et en élaboration de stratégies et du soutien financier, juridique et réglementaire et de nos relations avec les parties prenantes commerciales obéit à des règles de gouvernance strictes.
- **Portefeuille de grande qualité** – Notre vaste empreinte et les entreprises du réseau pouvant accéder aux marchés qui présentent d'importantes barrières à l'entrée caractérisent l'avantage stratégique qui sous-tend notre vision. Notre portefeuille d'actifs à faible risque nous procure l'envergure nécessaire pour assurer des services d'infrastructures essentiels et extrêmement compétitifs ainsi que maximiser la valeur de nos investissements à toutes les étapes du cycle économique. Le transport de gaz naturel en provenance du BOSC, le transport de gaz naturel depuis le bassin des Appalaches, l'importation de gaz naturel au Mexique, l'exportation de pétrole brut vers les marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique et la production d'énergie nucléaire à la centrale de Bruce Power en Ontario sont les cinq plateformes de notre portefeuille. Non seulement ces plateformes permettent-elles de diversifier le portefeuille, mais elles positionnent également TC Énergie à titre de leader dans le secteur des infrastructures énergétiques. La synergie que permet notre envergure favorise le transport des molécules et des électrons, ce qui nous procure la souplesse nécessaire en vue de consacrer des capitaux à l'adoption du gaz naturel, de l'électrification ou d'autres technologies émergentes à faibles émissions de carbone qui sont complémentaires à nos activités principales.
- **Discipline rigoureuse** – Notre personnel possède un niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques. Nos employés font de l'excellence opérationnelle une priorité; leur engagement envers la santé, la sécurité, la durabilité et la protection de l'environnement épouse le contexte actuel et pourra s'adapter à l'évolution du secteur de l'énergie.
- **Position financière** – Notre performance financière est solide et constante, tout comme notre stabilité et notre rentabilité à long terme ainsi que notre démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux. Nous sommes à même d'accéder à des montants en capitaux considérables pour financer nos nouveaux investissements tout en préservant la souplesse financière nécessaire à nos activités dans toutes les conditions de marché, ce qui comprend les sorties d'actifs. Nous générons des dividendes tout en assurant la croissance. De plus, nous veillons à maintenir la simplicité et la clarté de nos activités et de notre structure d'entreprise.
- **Capacité d'adaptation démontrée** – Nous avons maintes fois fait la preuve de notre capacité à transformer les changements politiques ou technologiques en occasions. C'est ainsi que nous sommes par exemple revenus sur le marché mexicain lorsque le pays a délaissé les carburants fossiles pour adopter le gaz naturel, que nous avons inversé le sens d'écoulement de nos pipelines devant la révolution que représentait le gaz de schiste, que nous avons modifié la vocation du réseau principal au Canada, dont la capacité était sous-utilisée, et qui transporte maintenant du pétrole brut au lieu du gaz naturel, que nous avons installé des postes de compression électrique ou remplacé des postes de compression à gaz par l'électrification, ou les deux, notamment pour le projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») et le projet WR respectivement au Canada et aux États-Unis, et que nous évaluons actuellement l'aménagement d'installations de stockage d'énergie propre et adaptable dans le réseau de distribution d'électricité au moyen du projet proposé d'accumulation par pompage en Ontario.
- **Engagement envers la durabilité** – Nous nous efforçons d'interagir avec l'environnement, les associations autochtones, les communautés et les propriétaires fonciers dans une visée à long terme. Nous veillons à la transparence de nos communications relatives à la durabilité avec toutes les parties en cause. Nous publions, dans notre Rapport sur la durabilité annuel, l'intensité de nos émissions de GES à l'échelle de la société. En 2023, nous avons publié des rapports sur la fiabilité en matière de présentation des émissions de méthane et sur le lobbying relatif aux changements climatiques en vue d'accroître la transparence et de mieux cerner nos objectifs liés au climat et les efforts que nous devons déployer. Nous poursuivons l'évaluation de nos cibles visant la réduction des émissions et des principaux éléments qui composent notre plan de réduction à long terme en tenant compte de divers critères dont les faits nouveaux en matière de politique, de réglementation, d'échanges commerciaux et d'économie, les résultats de notre programme de rotation du capital et la scission proposée de

nos activités liées aux pipelines de liquides. Conformément à nos engagements publiés dans notre Rapport de 2023 sur la durabilité, nos engagements actualisés en matière de durabilité reflètent les principaux enjeux les plus pertinents pour notre entreprise et nos parties prenantes. Nous continuons de miser sur nos neuf engagements envers la durabilité ainsi que sur les mesures et les cibles s'y rapportant qui nous permettront d'atteindre des émissions nettes nulles provenant de nos activités d'ici 2050, faisant en sorte que notre société soit en bonne position pour connaître la prospérité à long terme.

- **Communications franches** – Nous entretenons avec soin nos relations avec nos clients, nos fournisseurs, les organismes de réglementation et les autres parties prenantes, et nous veillons à communiquer clairement et en toute franchise avec nos investisseurs afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

Nos préférences en matière de risque

Voici un aperçu de notre approche en ce qui concerne le risque :

Maintenir notre vigueur et notre souplesse financières

- Financer nos nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d'emprunt actuelle, à des partenariats et à des sorties d'actifs.

Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables

- Choisir des investissements dont le risque d'exécution est connu, acceptable et gérable et qui tiennent compte des préférences de nos parties prenantes, de nos accords de partenariat, du capital humain et des contraintes de capacité.

Détenir des entreprises soutenues par des facteurs fondamentaux et des politiques solides

- Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides facteurs fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par des politiques et une réglementation favorables ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.

Gérer nos emprunts de sorte que notre cote de crédit soit toujours parmi les meilleures du secteur

- Maintenir une cote de crédit saine, de qualité supérieure, constitue un important avantage concurrentiel, et TC Énergie s'efforcera de faire en sorte que son profil de crédit demeure parmi les meilleurs de son secteur tout en protégeant les intérêts de ses actionnaires et de ses investisseurs.

Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties

- Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2023

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement en matière d'exploitation. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et les pages 24 et 96 ainsi que les sections portant sur les résultats financiers de chaque secteur pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Bénéfice			
Produits	15 934	14 977	13 387
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
par action ordinaire – de base	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$
BAIIA comparable ¹	10 988	9 901	9 368
Résultat comparable	4 652	4 279	4 142
par action ordinaire	4,52 \$	4,30 \$	4,26 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 980	7 353	7 406
Dépenses d'investissement ²	12 298	8 961	7 134
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(307)	—	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	33	—	35
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ³	5 328	—	—
Bilan⁴			
Total de l'actif	125 034	114 348	104 218
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	52 914	41 543	38 661
Billets subordonnés de rang inférieur	10 287	10 495	8 939
Actions privilégiées	2 499	2 499	3 487
Participations sans contrôle	9 455	126	125
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	27 054	31 491	29 784
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,72 \$	3,60 \$	3,48 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	1 030	995	973
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	1 037	1 018	981

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la page 12.

2 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 5, intitulée « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés 2023 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

3 Inscrite dans les activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

4 Aux 31 décembre.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Gazoducs – Canada	(90)	(1 440)	1 449
Gazoducs – États-Unis	3 531	2 617	3 071
Gazoducs – Mexique	796	491	557
Pipelines de liquides	1 011	1 123	(1 600)
Énergie et solutions énergétiques	1 004	833	628
Siège social	(116)	8	(46)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	6 136	3 632	4 059
Intérêts débiteurs	(3 263)	(2 588)	(2 360)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	575	369	267
Gains (pertes) de change, montant net	320	(185)	10
Intérêts créditeurs et autres	242	146	190
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166
(Charge) recouvrement d'impôts	(942)	(589)	(120)
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(146)	(37)	(91)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	2 922	748	1 955
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(107)	(140)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré en 2023 à 2,8 milliards de dollars, ou 2,75 \$ par action (0,6 milliard de dollars, ou 0,64 \$ par action, en 2022; 1,8 milliard de dollars, ou 1,87 \$ par action en 2021), soit une hausse de 2,2 milliards de dollars, ou 2,11 \$ par action, comparativement à 2022. La hausse importante pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 comparativement à 2022 et la baisse importante du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,2 milliard de dollars, ou 1,23 \$ par action, en 2022 par rapport à 2021 s'expliquent principalement par l'incidence nette des postes particuliers décrits ci-après. Le bénéfice net par action ordinaire de tous les exercices reflète aussi l'incidence des actions ordinaires émises, y compris les actions ordinaires émises à l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

2023

- une charge de dépréciation de 1,9 milliard de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink Pipeline LP »). Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge de 52 millions de dollars après impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et comprend des frais financiers à payer de 10 millions de dollars avant impôts;
- une charge après impôts de 48 millions de dollars se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Faits marquants – Siège social » pour obtenir des précisions;
- une perte de change latente de 44 millions de dollars après impôts sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Se reporter à la rubrique « Faits marquants – Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions;
- une charge après impôts de 34 millions de dollars au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Faits marquants – Pipelines de liquides » pour obtenir un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 14 millions de dollars après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;

- un recouvrement après impôts de 55 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars se rapportant à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et à un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par les ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

2022

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 531 millions de dollars, après impôts, liée à Great Lakes;
- une charge d'impôts de 196 millions de dollars découlant du règlement relatif à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 114 millions de dollars, après impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 19 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à l'incidence nette d'un impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021, contrebalancée en partie par un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et par des ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

2021

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,1 milliards de dollars après impôts, déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel;
- une charge après impôts de 48 millions de dollars liée aux paiements de transition versés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR »);
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 37 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL, ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle soit résiliée;
- un gain de 19 millions de dollars, après impôts, sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- un recouvrement de 7 millions de dollars, après impôts, visant principalement certains coûts auprès de la SIERE se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Le bénéfice net de tous les exercices comprenait des gains latents et des pertes latentes sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques, ainsi que des gains et des pertes latentes découlant de changements dans nos activités de gestion des risques. Ces facteurs, tout comme les éléments particuliers mentionnés ci-dessus, ont été retranchés du calcul du résultat comparable. Le rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
Postes particuliers, déduction faite des impôts			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	1 943	2 643	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	52	20	—
Coûts liés au projet Focus	48	—	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	44	—	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	36	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	34	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	14	19	37
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(55)	114	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(18)	5	2 134
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	531	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	196	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	48
Gain sur la vente de Northern Courier	—	—	(19)
Gain sur la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	(7)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(5)	13	(11)
Activités de gestion des risques ¹	(270)	97	145
Résultat comparable	4 652	4 279	4 142
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	1,89	2,66	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	0,05	0,02	—
Coûts liés au projet Focus	0,05	—	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	0,04	—	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	0,03	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	0,03	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,01	0,02	0,04
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(0,05)	0,11	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(0,02)	0,01	2,19
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	0,53	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	0,20	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	0,05
Gain sur la vente de Northern Courier	—	—	(0,02)
Gain perte sur la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	(0,01)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	0,01	(0,01)
Activités de gestion des risques	(0,26)	0,10	0,15
Résultat comparable par action ordinaire	4,52 \$	4,30 \$	4,26 \$

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gazoducs – États-Unis	80	(15)	6
Pipelines de liquides	(34)	20	(3)
Installations énergétiques au Canada	(31)	4	12
Installations énergétiques aux États-Unis	9	—	—
Stockage de gaz naturel	91	11	(6)
Change	246	(149)	(203)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(91)	32	49
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	270	(97)	(145)

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement. Pour plus de précisions sur le rapprochement du BAIIA comparable, se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	3 335	2 806	2 675
Gazoducs – États-Unis	4 385	4 089	3 856
Gazoducs – Mexique	805	753	666
Pipelines de liquides	1 457	1 366	1 526
Énergie et solutions énergétiques	1 020	907	669
Siège social	(14)	(20)	(24)
BAIIA comparable	10 988	9 901	9 368
Amortissement	(2 778)	(2 584)	(2 522)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 253)	(2 588)	(2 354)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	575	369	267
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	118	(8)	254
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	278	146	190
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(1 037)	(813)	(830)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(146)	(37)	(91)
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(107)	(140)
Résultat comparable	4 652	4 279	4 142
Résultat comparable par action ordinaire	4,52 \$	4,30 \$	4,26 \$

BAlIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le BAlIA comparable de 2023 a été supérieur de 1 087 millions de dollars à celui de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAlIA plus élevé du secteur Gazoducs - Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL ainsi qu'au bénéfice à la hausse découlant de Coastal GasLink afférent à la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars sous réserve de l'atteinte de certains jalons;
- le BAlIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power du fait d'un prix contractuel plus élevé, d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la charge d'amortissement moindre, contrebalancés en partie par l'intensification des activités d'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur;
- la progression du BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs - États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, à une augmentation nette du résultat d'ANR suivant une hausse des tarifs de transport prenant effet en août 2022 et aux marges réalisées plus élevées de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts d'exploitation par suite de l'utilisation accrue du réseau et le repli des prix des produits de base pour notre entreprise d'exploitation des minéraux;
- le BAlIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides attribuable à la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et à l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion de nos activités libellées en dollars US;
- le BAlIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs - Mexique, principalement attribuable à certains tronçons des gazoducs Villa de Reyes et Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu aux troisièmes trimestres de 2022 et de 2023, respectivement, ce qui a été contré en partie par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison surtout de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation des intérêts débiteurs;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAlIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 92, le BAlIA comparable libellé en dollars US a augmenté de 142 millions de dollars US par rapport à celui de 2022, qui a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,35 en 2023, contre 1,30 en 2022. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

BAlIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAlIA comparable de 2022 a été supérieur de 533 millions de dollars à celui de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAlIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable surtout aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé, au relèvement des prix de l'électricité réalisés ainsi qu'aux apports à la hausse tirés des installations de stockage de gaz naturel et autres en raison de l'élargissement des écarts réalisés en 2022;
- la progression du BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs - États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, à la hausse des prix des produits de base de notre entreprise d'exploitation des minéraux et au résultat net plus important de Columbia Gas du fait de l'augmentation des tarifs de transport qui a pris effet en février 2021;
- le BAlIA plus élevé du secteur Gazoducs - Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse des coûts transférables et de l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL ainsi qu'à la baisse des coûts transférables, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des revenus incitatifs quant au réseau principal au Canada;
- le BAlIA plus élevé du secteur Gazoducs - Mexique, principalement attribuable à certains tronçons des gazoducs Villa de Reyes et Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAlIA moins élevé du secteur Pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs et des volumes contractuels à la baisse sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, de l'apport moindre des activités de commercialisation des liquides et de l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion de nos activités libellées en dollars US;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du BAlIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 92, le BAlIA comparable en dollars US a reculé de 63 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; cependant, il a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,30 en 2022, contre 1,25 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice, les charges financières et l'amortissement, les variations de ces coûts influent sur notre BAlIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le résultat comparable de 2023 a été supérieur de 373 millions de dollars, ou 0,22 \$ par action ordinaire, à celui de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US en 2023 par rapport à 2022 et à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la hausse du résultat comparable imposable, à l'exposition au change au Mexique et à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrés en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et des ajustements liés à l'inflation au Mexique;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets ainsi que des acquisitions des parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas »), facteurs en partie contrebalancés par la cessation de l'inscription d'une charge d'amortissement liée aux actifs de TGNH au Mexique, qui sont comptabilisées à titre de contrats de location;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison de l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et dans Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») et de l'acquisition des parcs éoliens au Texas;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable au projet de gazoduc Southeast Gateway et à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction, ce qui a été contrebalancé en partie par les projets mis en service;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- l'incidence des activités menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et par la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable de 2022 a été supérieur de 137 millions de dollars, ou 0,04 \$ par action ordinaire, à celui de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'incidence des dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et la réévaluation en dollars US de nos passifs monétaires nets libellés en pesos, facteurs contrebalancés en partie par les activités entreprises pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux taux d'intérêt plus élevés sur les emprunts à court terme à la hausse, aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des échéances, et à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres imputable au remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés contracté par la coentreprise Sur de Texas;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction, en partie annulée par l'incidence des dépenses en immobilisations moins élevées et des projets mis en service;
- l'augmentation de la charge d'amortissement par suite de la mise en service de nouveaux actifs et du raffermissement du dollar américain en 2022;
- la diminution du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la charge d'impôts moins élevée essentiellement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et de l'augmentation des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrés en partie par la hausse du bénéfice assujetti à l'impôt et des autres provisions pour moins-value;
- la diminution des dividendes sur les actions privilégiées suivant le rachat d'actions privilégiées en 2022 et 2021.

Le résultat comparable par action ordinaire reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2023 et 2022 ainsi que l'effet des actions ordinaires émises aux fins de l'acquisition de la participation résiduelle dans TC Pipelines, LP, en mars 2021. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 7,3 milliards de dollars en 2023, soit 14 % de plus qu'en 2022, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de l'augmentation des fonds provenant de l'exploitation. Quant aux fonds provenant de l'exploitation comparables, ils se sont établis à 8,0 milliards de dollars en 2023, soit 9 % de plus qu'en 2022, en raison avant tout de la hausse du résultat comparable et de l'augmentation des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gazoducs – Canada	6 184	4 719	2 737
Gazoducs – États-Unis	2 660	2 137	2 820
Gazoducs – Mexique	2 292	1 027	129
Pipelines de liquides	49	143	571
Énergie et solutions énergétiques	1 080	894	842
Siège social	33	41	35
	12 298	8 961	7 134

1 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés de 2023 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

En 2023 et en 2022, nous avons investi 12,3 milliards de dollars et 9,0 milliards de dollars, respectivement, en projets d'investissement pour préserver et optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2023 et de 2022 comprenait des apports de 4,1 milliards de dollars et de 2,2 milliards de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement liés à Coastal GasLink LP et à Bruce Power.

Acquisitions

En 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans les parcs éoliens au Texas en contrepartie de 224 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Produit de la vente d'actifs

En 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva Enterprises, pour un produit brut de 25 millions de dollars US.

En 2021, nous avons réalisé la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier pour un produit brut de 35 millions de dollars;

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs de 10,7 milliards de dollars en 2023. Au 31 décembre 2023, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et les participations sans contrôle comptaient pour 37 % de notre structure du capital (35 % en 2022), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 13 % (14 % en 2022). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Dividendes

Nous avons majoré de 3,2 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,96 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2024, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,84 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 24^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, en phase avec notre objectif de faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la fourchette de 3 % à 5 %.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

En vertu du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée. Le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD en 2023 s'est établi à environ 39 % (33 % en 2022), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 737 millions de dollars (607 millions de dollars en 2022) en actions ordinaires aux termes de ce régime.

Depuis le versement des dividendes déclarés le 27 juillet 2023, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Actions ordinaires	2 787	3 192	3 317
Actions privilégiées	92	106	141

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Les perspectives relatives à notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action ordinaire pour 2024 ne tiennent pas compte de l'incidence de la scission, car elle est assujettie à l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, à la réception de décisions fiscales favorables, à l'obtention d'autres approbations de la part des organismes de réglementation et au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles.

Nous nous attendons à ce que le BAIIA comparable de 2024 soit supérieur à celui de 2023, en raison des éléments suivants :

- la croissance du réseau de NGTL grâce à l'avancement des programmes d'expansion;
- l'incidence sur un exercice complet de la remise en service du réacteur 6 de Bruce Power en septembre 2023;
- les nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2024 et l'incidence sur un exercice complet des projets mis en service en 2023.

Nous nous attendons à ce que le résultat comparable par action ordinaire pour 2024 soit inférieur à celui de 2023, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle du fait de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf en 2023;
- la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus;
- l'augmentation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée au gazoduc Southeast Gateway.

Nous continuons de surveiller les développements visant les marchés de l'énergie, nos projets de construction, les instances réglementaires de même que notre programme de sortie d'actifs, et leurs conséquences éventuelles sur les perspectives indiquées ci-dessus.

Dépenses en immobilisations consolidées

En 2023, nous avons engagé des dépenses en immobilisations d'environ 12,4 milliards de dollars à l'égard de notre programme de projets d'investissement garantis et de nos projets en cours d'aménagement. Des dépenses en immobilisations brutes, y compris des intérêts capitalisés, de l'ordre de 8,5 milliards de dollars à 9,0 milliards de dollars devraient être consacrées en 2024 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien, aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et aux projets en cours d'aménagement, avant les ajustements au titre des participations sans contrôle. Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations nettes devraient être de l'ordre de 8,0 milliards de dollars à 8,5 milliards de dollars en 2024, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables à la participation sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

La majeure partie du programme d'investissement de 2024 devrait concerner l'avancement des projets garantis comme le gazoduc Southeast Gateway, les projets de gazoducs aux États-Unis, le projet de gazoduc Coastal GasLink, les programmes de remplacement des composantes principales (« RCP ») de Bruce Power et les dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses en immobilisations prévus de 2024.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets devraient contribuer à nous rapprocher de notre objectif de réduire notre propre empreinte carbone et celle de nos clients.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 31 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans notre carnet de projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux projets d'investissement visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur Pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

En 2023, nous avons mis en service des projets totalisant environ 5,3 milliards de dollars, dont des projets d'investissement visant la capacité des pipelines dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord, de même que le programme de RCP du réacteur 6 de Bruce Power, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023. Par ailleurs, des dépenses d'investissement de maintien et de modernisation d'environ 2,2 milliards de dollars ont été engagées.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison de divers facteurs tels que les conditions météorologiques, les conditions du marché, des modifications mineures du tracé, l'acquisition de terrains, les conditions d'obtention des permis, le calendrier des travaux et les dates relatives aux permis réglementaires, de même qu'à cause d'autres restrictions et incertitudes potentielles, notamment les pressions inflationnistes exercées sur la main-d'œuvre et les matériaux. Les montants ne tiennent compte, le cas échéant, ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

Les coûts estimatifs et engagés des projets dont il est question dans le tableau qui suit comprennent 100 % des dépenses en immobilisations liées à nos projets dans des entités que nous détenons ou que nous détenons en partie et que nous consolidons entièrement, de même qu'à notre quote-part des apports de capitaux propres pour financer les projets dans le cadre de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, soit principalement Coastal GasLink et Bruce Power.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 31 décembre 2023
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL	2024	0,7	0,5
	2026+	0,7	0,1
Coastal GasLink ¹	2024	5,5	4,6
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,3	—
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation et autres ²	2024-2026	1,7 US	0,9 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,2 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	—
Autres investissements	2024-2028	1,5 US	0,5 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,2 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ³	2024	0,3 US	0,3 US
Tula ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	2,4 US
Pipelines de liquides			
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2024-2026	0,3	—
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	0,6
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 4	2028	0,9	0,1
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2024-2027	1,8	0,7
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2024-2026	0,4	—
		26,7	11,2
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,2	1,5
Total des projets garantis (en dollars CA)		30,9	12,7

- 1 Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur. Les travaux mécaniques ont été achevés en novembre 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LNG Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 2 Comprend 100 % des dépenses en immobilisations liées à notre programme de modernisation à Columbia Gas ainsi qu'à un grand nombre de projets de maintenance dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière et du moment des décisions réglementaires. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - États-Unis » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 3 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu au deuxième semestre de 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour un complément d'information.
- 4 Coûts estimatifs des projets conformément aux dispositions prévues dans les contrats en 2022 selon l'alliance stratégique de TGNH avec la CFE. Nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future et d'une révision des coûts estimés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 5 Reflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.
- 6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,32 au 31 décembre 2023.

Projets en cours d'aménagement

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes nos unités d'exploitation. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Bien que chaque unité d'exploitation comporte aussi des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels porteront ses activités d'expansion continue, de nouvelles possibilités seront envisagées par l'entremise de notre cadre de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis.

Gazoducs – Canada

Nous continuons de nous consacrer à l'optimisation de l'utilisation et de la valeur de nos gazoducs actuels, notamment par l'expansion dans les corridors déjà exploités, la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste en expansion et d'autres occasions à l'appui de la réduction de l'intensité des émissions de GES.

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets devant viser le remplacement, la mise à niveau et l'expansion de certaines installations du secteur Gazoducs – États-Unis sont en cours; ces projets permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre aussi d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme pour répondre à la demande croissante en provenance du Midwest et de la région atlantique des États-Unis tout en réduisant les émissions de GES.

Autres occasions

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets, comme le remplacement des postes de compression, tout en poursuivant la conversion à l'électricité de nos véhicules, en soutenant la production d'électricité et les sociétés de distribution locales, en élargissant nos programmes de modernisation et en tirant profit des possibilités d'expansion dans les corridors déjà exploités de nos réseaux. Ces projets s'inscrivent dans notre souci de contribuer à la production d'énergie propre, et nous prévoyons qu'ils amélioreront la fiabilité de nos réseaux.

Nous développons activement un réseau de centres de transport de GNR, dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. Ces centres sont conçus pour offrir un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous croyons que la mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Nous développons également un large éventail de projets de transport visant à approvisionner en gaz les installations qui répondront à la demande mondiale croissante pour du GNL produit en Amérique du Nord.

Gazoducs – Mexique

Le 4 août 2022, nous avons annoncé une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue d'accélérer l'aménagement d'infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique.

Pipelines de liquides

Nous restons déterminés à maximiser la valeur des actifs de notre secteur des liquides en trouvant des solutions souples et adaptées pour nos clients. Nous continuons à chercher des moyens d'optimiser nos actifs existants en accroissant la connectivité entre les marchés d'approvisionnement et de livraison. Nous poursuivons des occasions de croissance choisies afin d'ajouter de la valeur à notre secteur et procéderons à des expansions qui tirent profit de la capacité latente de nos infrastructures en place. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

Énergie et solutions énergétiques

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de RCP des réacteurs 5, 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2033, allongeant ainsi le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power jusqu'en 2064. Les travaux préparatoires du programme de RCP des réacteurs 5, 7 et 8 sont en cours et les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE. Nous prévoyons que notre quote-part des coûts du programme de RCP de Bruce Power s'élèvera à environ 4,0 milliards de dollars pour les réacteurs 5, 7 et 8, les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2027 et l'initiative d'accroissement de la production décrite ci-dessous.

Initiative d'accroissement de la production

Le projet 2030 de Bruce Power 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 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Le projet 2030 est organisé en trois phases, les deux premières étant déjà intégralement approuvées. La phase 1 a commencé en 2019 et devrait ajouter 150 MW à la capacité de production; la phase 2, qui a commencé au début de 2022, devrait y ajouter encore 200 MW.

Accumulation par pompage en Ontario

En collaboration avec notre partenaire potentiel, la Nation ojibway de Saugeen, nous poursuivons la progression du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées près de Meaford, en Ontario, devant fournir 1 000 MW d'énergie propre et adaptable au réseau d'électricité de la province selon le procédé d'accumulation par pompage. Les prochaines étapes pour faire avancer ce projet sont les suivantes :

- l'établissement d'un cadre potentiel relatif aux produits à long terme d'ici juillet 2024, de concert avec le ministère de l'Énergie (le « ministère ») et la Commission de l'énergie de l'Ontario;
- présentation de la ventilation des coûts d'aménagement estimatifs et du calendrier s'y rapportant au ministère qui, par la suite, formulera une recommandation pour aller de l'avant avec les travaux préalables à l'aménagement dans les 45 jours suivants;
- la négociation d'une entente en matière de recouvrement des coûts avec la SIERE dans le but de recouvrer des charges admissibles engagées de manière prudente associées aux travaux préalables à l'aménagement, alors que la SIERE acheminera un rapport de suivi au ministère dans les 60 jours suivant la soumission des estimations;
- la présentation d'informations supplémentaires aux fins de l'appréciation, par le gouvernement de l'Ontario, des avantages sociaux et économiques du projet d'accumulation par pompage en Ontario.

Une décision définitive visant le financement des coûts d'aménagement du projet d'accumulation par pompage en Ontario est assujettie aux approbations du Cabinet et aux instructions du ministère soumises à la SIERE visant la conclusion d'ententes avec la société.

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 propre de la province.

Le projet d'accumulation par pompage en Ontario est toujours assujéti à l'approbation de notre conseil d'administration et de la Nation ojibway de Saugeen. Les travaux de construction devraient s'amorcer vers la fin de la présente décennie et la mise en service du projet est prévue au début de 2030, sous réserve de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation.

Accumulation par pompage de Canyon Creek

Nous utilisons les infrastructures sur place d'une ancienne mine de charbon déclassée près de Hinton, en Alberta, pour aménager un projet d'installations d'accumulation par pompage, d'une capacité de production prévue de 75 MW. Les installations devraient fournir sur demande jusqu'à 37 heures d'énergie propre et adaptable ainsi que des services connexes au réseau d'électricité de l'Alberta. Le projet d'accumulation par pompage de Canyon Creek a obtenu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission et l'approbation du gouvernement de l'Alberta requise pour tous les projets hydrauliques en vertu de loi intitulée Dunvegan Hydro Development Act de l'Alberta.

Réseau carbone de l'Alberta (Alberta Carbon Grid ou « ACG »)

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait transporter et séquestrer plus de 20 millions de tonnes de CO₂ par année. En tant que réseau librement accessible, le Réseau carbone de l'Alberta (l'« Alberta Carbon Grid » ou l'« ACG ») se veut l'épine dorsale du secteur émergent du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone en Alberta. En octobre 2022, l'ACG a conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. L'ACG continue de faire des avancées en matière de programme d'évaluation nécessaires pour évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt, notamment pour ce qui est de l'avancement et de l'achèvement du forage de puits et des essais visant à appuyer l'élaboration du plan détaillé de mesure, de suivi et de vérification requis pour déposer une demande de permis de séquestration.

Autres projets de captage du carbone

Nous collaborons avec Minnkota Power Cooperative (« Minnkota »), Mitsubishi Heavy Industries et Kiewit dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération. Le projet Tundra serait notre tout premier projet de captage et de séquestration du carbone aux États-Unis visant le captage d'environ 4 millions de tonnes de CO₂ par année provenant de la centrale énergétique Milton R. Young de Minnkota. Une fois construit, le projet Tundra devrait être le plus important projet de captage du carbone postcombustion en Amérique du Nord, favorisant la poursuite de la production fiable des centrales de base de la région. En décembre 2023, le département de l'Énergie (« Department of Energy ») et l'Office for Clean Energy Demonstrations ont annoncé le financement du projet Tundra à hauteur d'au plus 350 millions de dollars US.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous affichons des progrès dans de nombreuses occasions visant la production d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité, à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et au chauffage aux États-Unis et au Canada. Nous sommes d'avis que des investissements mesurés dans les technologies émergentes comme l'hydrogène nous permettront d'étoffer nos capacités dans la transition énergétique, en mettant l'accent sur les occasions qui cadrent avec nos activités principales et grâce auxquelles nous pourrions conclure des ententes commerciales stratégiques et favorables, notamment des ententes à long terme ou une tarification réglementée.

ENTREPRISE DE GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d’approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d’électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement, des terminaux d’exportation de GNL et d’autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des grands bassins d’approvisionnement et répond chaque jour à plus de 25 % de la demande du continent nord-américain par l’intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 64 207 km (39 896 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 29 372 km (18 251 milles).

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de 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 subdivisée en trois secteurs d’exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Stratégie

Notre stratégie consiste à optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place d’une manière sécuritaire et fiable tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord. Nous poursuivons en outre d’autres projets pipeliniers afin d’accroître la valeur de notre entreprise.

Nos principales activités ciblées comprennent :

- l’expansion et le prolongement de notre importante empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord, principalement dans les corridors déjà exploités;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l’industrie, de la production d’électricité et des sociétés de distribution locales;
- l’expansion de nos réseaux dans des endroits clés en Amérique du Nord et l’aménagement de nouveaux projets visant la connectivité des terminaux d’exportation de GNL, déjà en exploitation ou projetés;
- le raccordement aux sources d’approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- la décarbonation de notre consommation d’énergie, qui réduira d’autant l’intensité des émissions de GES.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l’offre et la demande gazières en Amérique du Nord.

Nos réseaux de gazoducs se mettent au service de la transition énergétique. Le gaz naturel est une source d’énergie fiable et hautement efficace qui permet de remplacer l’électricité alimentée au charbon et de compenser le caractère intermittent des sources d’énergie renouvelables de l’Amérique du Nord. Pour atteindre notre cible de réduction de l’intensité des émissions de GES, nous continuons d’accroître les efficacités opérationnelles et d’intégrer la durabilité à nos décisions relatives aux nouveaux projets, à la modernisation, à la maintenance, à l’électrification et à l’amélioration de la détection des fuites. De plus, un nombre grandissant d’acheteurs de GNR se raccordent à nos réseaux. Notre modèle commercial produit des avantages socioéconomiques, car nous travaillons étroitement avec les communautés autochtones, les organismes communautaires, les propriétaires fonciers et d’autres parties prenantes, conformément à nos valeurs et à nos engagements envers la durabilité.

Faits récents

Gazoducs – Canada

- mise en service de projets d'investissement d'environ 2,8 milliards de dollars en 2023 se rapportant en grande partie au réseau de NGTL et à l'expansion du parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien;
- achèvement des travaux mécaniques visant le projet de gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2023;
- approbation par la REC du projet VNBR au quatrième trimestre de 2023;
- débits records sur le réseau NGTL et le réseau principal au Canada.

Gazoducs – États-Unis

- mise en service de projets d'investissement d'environ 1,6 milliard de dollars US en 2023, dont le projet North Baja XPress ainsi que le déploiement de dépenses d'investissement de maintien et de modernisation;
- approbation de projets d'investissement supplémentaires de 1,6 milliard de dollars US, dont le projet Heartland XPress visant ANR et le projet Bison XPress visant Northern Border;
- vente, finalisée le 4 octobre 2023, d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US);
- approbation par la FERC des règlements tarifaires visant ANR, Columbia Gulf et Tuscarora;
- débits records sur un certain nombre de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- progression du projet de gazoduc Southeast Gateway selon l'échéancier, début des travaux de construction de toutes les installations à Veracruz et à Tabasco et installation en mer des canalisations à la fin de 2023;
- mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023;
- obtention, en décembre 2023, par TGNH et la CFE, d'une décision de fusion favorable de la Commission fédérale de la concurrence économique (« COFECE ») du Mexique, et confirmation qu'il n'était pas nécessaire d'avoir une opinion en matière de participation croisée favorable pour ce qui est de la participation minoritaire proposée de la CFE dans TGNH, du fait que la CFE n'aurait pas une participation donnant le contrôle dans TGNH. Cette dernière et la CFE ont demandé par la suite à la CRE de confirmer qu'il n'est pas nécessaire d'obtenir un permis aux fins d'une participation croisée du fait que la CFE ne détiendrait pas de participation donnant le contrôle dans TGNH;
- poursuite de la croissance de l'utilisation des gazoducs.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d’approvisionnement jusqu’à des points ou des marchés qui s’en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals et aux terminaux d’exportation de GNL. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler des volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison, et des installations de stockage de gaz naturel réglementées offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l’équilibre global des réseaux de gazoducs.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 42 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d’approvisionnement et les principaux marchés. Les principaux réseaux indiqués sur le plan sont les suivants.

Gazoducs – Canada

Réseaux de NGTL et de Foothills : Les réseaux de NGTL et de Foothills sont nos réseaux de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Ils raccordent la majeure partie de la production gazière de l’Ouest canadien aux marchés intérieurs et à l’exportation. Nous sommes en mesure d’assurer le raccordement de sources d’approvisionnement croissantes provenant du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l’Alberta. Notre programme d’investissement est axé sur ces deux zones d’approvisionnement ainsi que sur la demande croissante à l’égard des services de transport garanti en Alberta provenant de la conversion des centrales électriques au charbon, de l’exploitation des sables bitumineux et de la charge d’alimentation pétrochimique, de même que vers nos principaux points d’exportation à Empress et de livraison en Alberta et en Colombie-Britannique. Par ailleurs, le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l’approvisionnement du BSOC à des installations d’exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada grâce aux futurs agrandissements ou aux futures prolongations du réseau ou à des raccords futurs à d’autres gazoducs desservant la région.

Réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada alimente les marchés des provinces des Prairies du Canada, de l’Ontario, du Québec et des provinces maritimes du Canada, ainsi que ceux des marchés américains de Great Lakes, du Midwest, de la côte du golfe du Mexique et du nord-est des États-Unis, toujours en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccords.

Gazoducs – États-Unis

Columbia Gas : Le gazoduc Columbia Gas est notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste. Les gisements de Marcellus et d’Utica sont parmi les plus grands d’Amérique du Nord. Un peu comme notre réseau dans le BSOC, nos actifs de Columbia Gas sont très bien positionnés pour relier l’offre croissante et les marchés de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d’autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est, du Midwest et de la côte atlantique des États-Unis ainsi que du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d’exportation des GNL. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc et en sommes l’exploitant.

ANR : Le réseau de pipelines d’ANR relie les bassins d’approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l’Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l’Illinois et de l’Ohio. En outre, sa conduite principale vers le sud-est est bidirectionnelle et achemine le gaz produit dans le bassin des Appalaches vers les clients de la région de la côte américaine du golfe du Mexique.

Columbia Gulf : Le réseau de gazoducs de Columbia Gulf achemine la production croissante en provenance du bassin des Appalaches vers divers marchés de la côte américaine du golfe du Mexique et les terminaux d’exportation de GNL grâce à ses raccords au gazoduc Columbia Gas et à d’autres gazoducs. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc et en sommes l’exploitant.

Autres gazoducs aux États-Unis : Nous détenons des participations dans dix gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis.

Gazoducs – Mexique

Sur de Texas : Ce gazoduc extracôtier transporte du gaz naturel du Texas vers les marchés de l'énergie et les marchés industriels situés dans l'est et le centre du Mexique. Les volumes moyens transportés par ce gazoduc en 2023 ont représenté environ 17 % des importations mexicaines totales de gaz naturel transporté par gazoducs. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc, dont nous sommes également l'exploitant.

Réseau du nord-ouest : Les gazoducs Topolobampo et Mazatlán forment ensemble notre réseau du nord-ouest. Acheminant du gaz naturel vers une région mexicaine qui en était auparavant privée, ce réseau traverse les États de Chihuahua et de Sinaloa pour alimenter des centrales électriques et des installations industrielles.

Réseau TGNH : Ce réseau qui parcourt le centre du Mexique comprend le gazoduc Tamazunchale actuel et les gazoducs Tula, Villa de Reyes et Southeast Gateway, dont des tronçons sont en service ou en construction. Il alimente ou alimentera plusieurs centrales électriques et installations industrielles des États de Veracruz, de Tabasco, de San Luis Potosí, de Querétaro et de Hidalgo. Il se raccorde à des gazoducs en aval qui lui apportent le gaz en provenance des carrefours texans d'Agua Dulce et de Waha.

Guadalajara : Ce gazoduc bidirectionnel relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara pour alimenter des centrales électriques d'autres clients industriels des États de Colima et de Jalisco.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de la REC au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la CRE au Mexique. Ces organismes réglementent la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des infrastructures pipelinières.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts généralement recouverts par l'intermédiaire des droits comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts et les intérêts sur la dette. Les organismes de réglementation examinent les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et ils approuvent des droits qui offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et pour répondre à la demande provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent deux des régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier de l'accroissement de la demande mexicaine de gaz naturel et d'un accès grandissant aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 135 Gpi³/j d'ici 2027, ce qui représente une augmentation d'environ 28 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2022.

À mesure que le monde s'oriente vers des sources de carburant dont l'intensité des émissions de GES est plus faible, nous croyons que la fermeture des centrales alimentées au charbon et la croissance de la demande d'exportation au cours des cinq à dix prochaines années créeront des occasions de croissance pour les installations de production d'énergie à charge minimale alimentées au gaz naturel. Nous nous attendons à ce que cette croissance prévue de la demande de gaz naturel et les augmentations prévues dans des zones clés comme le BSOC, les terrains infracôtiers de la côte du golfe du Mexique, les Appalaches et le bassin permien offrent des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières, qui seront appelées à construire de nouvelles installations ou à accroître le taux d'utilisation de leurs installations actuelles. La modernisation de nos réseaux et actifs existants et la décarbonation de la consommation d'énergie dans nos réseaux de gazoducs devraient aussi fournir d'autres occasions d'investissement qui correspondent à nos préférences en matière de risque tout en appuyant notre cible de réduction de l'intensité des émissions de GES.

Évolution de la demande

L'abondance de l'offre gazière a favorisé l'accroissement de la demande, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les exportations de GNL sur les marchés mondiaux;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- les sables bitumineux de l'Alberta.

Les producteurs continuent d'évaluer les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long des côtes est et ouest du Canada, des États-Unis et du Mexique.

L'exportation grandissante de gaz naturel vers le Mexique vient de la nécessité pour la CFE de répondre aux besoins des marchés actuels et nécessite des gazoducs pour desservir de nouvelles régions. Nous sommes d'avis que le gaz naturel est la clé de la transition énergétique au Mexique.

Dans l'ensemble, nous prévoyons pour l'avenir une croissance considérable de la demande de gaz en soutien à l'expansion économique, à la croissance de la demande en énergie des secteurs industriels, à la conversion des installations industrielles et des centrales électriques à des carburants dont l'intensité des émissions de GES est faible et aux perspectives d'exportation de GNL. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure de nouvelles occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

Prix des produits de base

La rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les droits de transport ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets de mise en valeur des réserves ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix.

Concurrence accrue

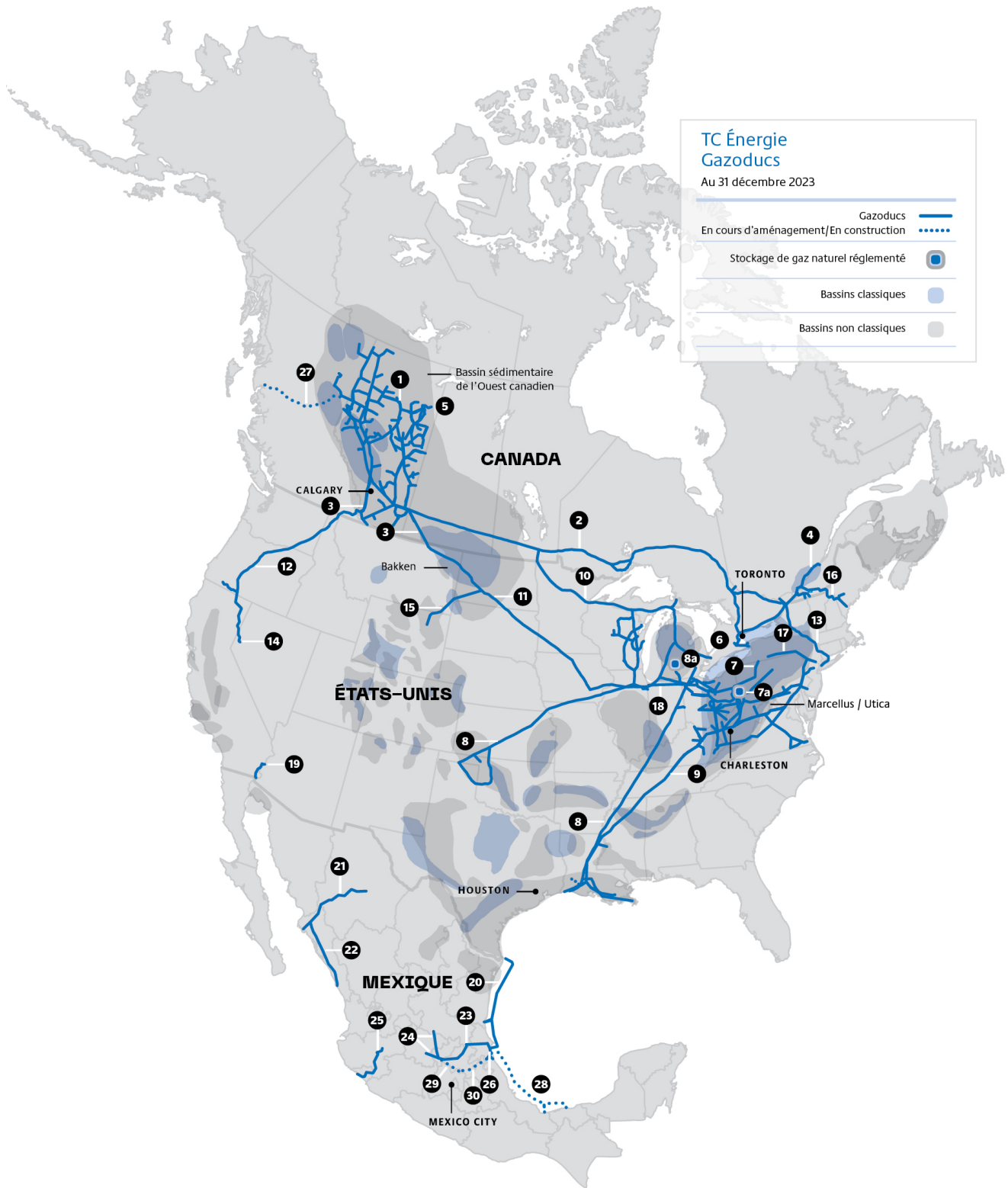
Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin des Appalaches, riches en liquides exploitables à faible coût, qui sont tous deux reliés aux marchés nord-américains où se concentre la demande, nous sommes solidement positionnés sur le plan concurrentiel. Étant donné qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les permis nécessaires pour la construction ou l'expansion de pipelines et de choisir des emplacements qui conviennent pour leur tracé, les entreprises pipelinières établies sont avantagées par la connectivité et les économies d'échelle que leur apportent leur infrastructure de base, la propriété des emprises et les synergies opérationnelles qu'elles réalisent. Nous avons offert jusqu'ici des services concurrentiels, et nous continuerons de le faire, afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

Priorités stratégiques

Nos gazoducs acheminent le gaz naturel dont dépend l'approvisionnement en énergie de millions de particuliers et d'entreprises en Amérique du Nord. Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz naturel et de soutenir nos engagements et nos cibles d'entreprise en matière de durabilité, qui comprennent notamment la réduction de l'intensité des émissions de GES.

En 2024, nous continuerons de mettre l'accent sur la réalisation de notre programme d'investissement, qui comprend la poursuite de la construction de notre gazoduc Southeast Gateway au Mexique, des investissements dans le réseau de NGTL, ainsi que l'achèvement et la mise en route de projets de gazoducs aux États-Unis. Nous continuons de mettre l'accent sur la gestion des capitaux et nous continuerons d'évaluer les prochaines possibilités de croissance qui se présenteront. Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, du respect de l'environnement et de la sécurité de la population touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.

Nos entreprises de commercialisation viendront compléter nos activités d'exploitation des gazoducs. Elles dégageront des produits d'activités non réglementées, en gérant l'approvisionnement en gaz naturel et la capacité de transport par gazoduc pour les clients qui se situent le long du tracé de nos installations.



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

	Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Canada			
1	Réseau de NGTL 24 386 km (15 153 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada 14 082 km (8 750 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés du Canada et des États-Unis.	100 %
3	Foothills 1 284 km (798 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4	Trans Québec & Maritimes (« TQM ») 651 km (405 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au gazoduc Portland.	50 %
5	Ventures LP 133 km (83 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
6	Portion canadienne de Great Lakes 60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis			
7	Columbia Gas 18 692 km (11 615 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel principalement en provenance du bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement dans tout le nord-est, le Midwest et la région atlantique des États-Unis.	60 %
7a	Stockage de Columbia 285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons une participation de 60 % dans les installations de stockage de Columbia de 273 Gpi ³ et une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	Diverses
8	ANR ³ 15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
8a	Stockage d'ANR 247 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
9	Columbia Gulf 5 419 km (3 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique.	60 %
10	Great Lakes 3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Midwest des États-Unis.	100 %
11	Northern Border 2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain.	50 %
12	Gas Transmission Northwest (« GTN ») 2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills.	100 %
13	Iroquois 669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
14	Tuscarora 491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada.	100 %
15	Bison 488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.	100 %

	Longueur	Description	Participation	
16	Portland	475 km (295 milles)	Gazoduc qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis et des provinces maritimes canadiennes.	61,7 %
17	Millennium	424 km (263 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	47,5 %
18	Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
19	North Baja ³	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique.	100 %
Gazoducs au Mexique				
20	Sur de Texas	770 km (478 milles)	Gazoduc extracôtier qui transporte du gaz naturel de la frontière entre les États-Unis et le Mexique située près de Brownsville, au Texas, afin d'alimenter diverses centrales électriques mexicaines d'Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il se raccorde avec les gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %
21	Topolobampo	572 km (355 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Encino, dans l'État de Chihuahua et El Oro, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
22	Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, et qui est raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
23	Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	100 %
24	Villa de Reyes - tronçon nord et tronçon latéral	326 km (203 milles)	Le tronçon nord et le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes sont raccordés à notre gazoduc Tamazunchale et à des réseaux appartenant à des tiers pour acheminer du gaz vers des centrales électriques de Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí, et de Salamanca, dans l'État de Guanajuato.	100 %
25	Guadalajara	313 km (194 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara aux centrales électriques et aux clients industriels des États de Colima et de Jalisco.	100 %
26	Tula – tronçon est	114 km (71 milles)	Le tronçon est du gazoduc Tula transporte du gaz naturel de Sur de Texas jusqu'à diverses centrales électriques de Tuxpan, dans l'État de Veracruz.	100 %
En construction				
Gazoducs au Canada				
27	Coastal GasLink	670 km (416 milles)	Projet visant des installations nouvelles devant acheminer le gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique. L'installation des composantes mécaniques du gazoduc Coastal GasLink a été menée à bien en novembre 2023, ce qui place le gazoduc en position de livrer du gaz à l'usine de LNG Canada. La mise en service commerciale de ce gazoduc surviendra à l'achèvement des travaux de mise en service à l'usine de LNG Canada et à la réception d'un avis de LNG Canada.	35 %
	Installations du réseau de NGTL pour 2024 ¹ .	s.o.	Composantes des postes de compression pour l'expansion intrabassin du réseau de NGTL pour 2023 devant être mises en service en 2024.	100 %
Gazoducs aux États-Unis				
	East Lateral XPress ^{1,3}	s.o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service est prévue pour 2025.	60 %
	Projet Gillis Access ²	68 km (42 milles)	Nouveau réseau de gazoducs qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, en Louisiane, avec les marchés ailleurs en Louisiane, dont la mise en service est prévue pour 2024.	100 %

	Longueur	Description	Participation
GTN XPress ³	s.o.	Projet d'expansion de GTN comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service des autres tronçons est prévue pour 2024.	100 %
Gazoducs au Mexique			
28 Southeast Gateway	715 km (444 milles)	Gazoduc extracôtier qui sera raccordé au gazoduc Tula et acheminera du gaz aux points de livraison à Coatzacoalcos, dans l'État de Veracruz, et à Paraíso, dans l'État de Tabasco, dans le sud-est du Mexique.	100 %
29 Villa de Reyes – tronçon sud	110 km (68 milles)	Ce tronçon sera raccordé au tronçon nord et au tronçon latéral en exploitation des gazoducs Villa de Reyes et de Tula.	100 %
30 Tula ²	s.o.	Gazoduc qui raccordera le tronçon est terminé à Villa de Reyes, près de Tula dans l'État de Hidalgo, et acheminera du gaz naturel vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique. TC Énergie et la CFE évaluent les possibilités d'achever les tronçons restants du gazoduc, sous réserve d'une décision d'investissement finale.	100 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
Gazoducs au Canada			
Installations du réseau de NGTL pour 2025 et par la suite ^{1,2}	50 km (31 milles)	Projet VNBR et autres installations devant être mis en service en 2026.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
Projet Bison XPress ³	s.o.	Projet des réseaux Northern Border, une filiale détenue à 50 %, et Bison, une filiale en propriété exclusive, consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité; mise en service prévue pour 2026.	Divers
Projet VR ³	s.o.	Projet visant les marchés de livraison de Columbia Gas consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	60 %
Projet WR ³	s.o.	Projet visant les marchés de livraison d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	100 %
Projet Ventura XPress ³	s.o.	Projet d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations visant à améliorer la fiabilité du réseau de base dont la mise en service est prévue pour 2025.	100 %
Projet Heartland ³	s.o.	Projet d'expansion d'ANR visant à accroître la capacité et à rehausser la fiabilité du réseau en modernisant les postes de compression; mise en service est prévue pour 2027.	100 %

1 Des installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.

2 La longueur de la canalisation indiquée est provisoire puisque le tracé définitif est en cours de conception.

3 Comprend la modification et l'ajout de postes de compression, ainsi que les projets d'expansion sans prolongement des canalisations.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – CANADA

Le secteur Gazoducs – Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est la REC qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les organismes de réglementation provinciaux exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Tous nos grands gazoducs canadiens sont réglementés par la REC, à l'exception du gazoduc Coastal GasLink, dont les travaux mécaniques ont été achevés au quatrième trimestre de 2023 et qui est réglementé par le BC Energy Regulator (auparavant la « BC Oil & Gas Commission »).

Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, la REC approuve des droits, des installations et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total des droits inclut un rendement sur le capital que nous avons investi dans les actifs, appelé « rendement des capitaux propres ». La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, y compris le coût du financement, divisés par une prévision des volumes. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que la REC a approuvé.

La société et ses clients peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de la REC, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL est exploité aux termes d'un règlement sur les besoins en produits de cinq ans conclu pour la période de 2020-2024, lequel prévoit un mécanisme d'encouragement à l'égard de certains coûts d'exploitation et la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement pour la période de 2021-2026, qui comprend des clauses d'encouragement incitant l'exploitant à réduire ses coûts et à augmenter ses produits.

FAITS MARQUANTS

Coastal GasLink

Les travaux mécaniques visant le gazoduc Coastal GasLink, d'une longueur de 670 km (416 milles), ont été achevés, et les activités de mise en service requises du gazoduc ont été menées à bien, ce qui plaçait le gazoduc en position de livrer du gaz naturel à l'usine de LNG Canada au quatrième trimestre de 2023. Ces avancées confèrent à Coastal GasLink LP le droit de recevoir un paiement incitatif de 200 millions de dollars de LNG Canada. TC Énergie, en tant que promoteur de projet, comptabilise en totalité ce montant, qui a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie le 12 février 2024 conformément aux modalités contractuelles convenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP. Nous avons comptabilisé le paiement incitatif au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et un montant correspondant a été porté au poste « Débiteurs » au bilan consolidé.

Coastal GasLink LP poursuivra les travaux postérieurs à la construction et les activités de remise en état en 2024, tout en cherchant toujours à réaliser des recouvrements de coûts, y compris dans le cadre de certaines procédures d'arbitrage qui comportent des revendications de Coastal GasLink LP et de procédures de défense de sa part à l'égard de certaines réclamations à l'encontre de celle-ci. Le montant de ces réclamations n'a pas encore été déterminé définitivement. Cependant, nous croyons que ces procédures devraient probablement donner lieu à des recouvrements de coûts. Pour un complément d'information sur ces poursuites, il y a lieu de consulter la note 32, « Engagements, éventualités et garanties » des états financiers consolidés de 2023. Le projet progresse selon le coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars.

La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LGN Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Une fois en service, le gazoduc acheminera le gaz naturel à partir d'un point de réception dans la région de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'usine de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le service de transport par gazoduc est soutenu par des contrats 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.

En 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 coûts du projet sont financés au moyen des facilités de crédit dédiées au projet existantes et des apports de capitaux propres faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous. Depuis 2023, le financement requis pour financer la construction du gazoduc jusqu'à son achèvement provient d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur ce prêt 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 additionnels requis, conformément aux modalités contractuelles, ce qui ne modifiera pas notre participation de 35 %. Au 31 décembre 2023, le montant total disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné s'établissait à 3 375 millions de dollars, dont une tranche de 2 520 millions de dollars était prélevée.

Le fait qu'il soit prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires seront principalement financés par nous était un indicateur, au cours des trois premiers trimestres de 2023, qu'une diminution de la valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. En conséquence, nous avons effectué une évaluation et conclu qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre investissement, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation avant impôts de notre participation dans Coastal GasLink LP de 2 100 millions de dollars (1 943 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette des variations du prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 31 décembre 2023 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts). Se reporter à la note 8, « Coastal GasLink », des états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

La valeur comptable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation se chiffrait à 294 millions de dollars au 31 décembre 2023. Aucune charge de dépréciation n'a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2023 puisque rien n'indiquait que cette participation faisait l'objet d'une perte de valeur durable.

Réseaux de NGTL et de Foothills

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, les réseaux de NGTL et de Foothills ont mis en service des projets visant la capacité d'environ 2,0 milliards de dollars et 0,8 milliard de dollars, respectivement. Les principaux programmes relatifs à la capacité sont décrits ci-dessous.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021 comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 344 km (214 milles), trois postes de compression et les installations connexes, et il devrait permettre d'ajouter une capacité supplémentaire de 1,59 PJ/j (1,45 Gpi³/j) au réseau de NGTL. Les travaux de construction du programme d'expansion tirent à leur fin et le coût en capital du programme est maintenant estimé à 3,6 milliards de dollars. Au 31 décembre 2023, des installations du programme à hauteur de 3,4 milliards de dollars ont été mises en service, y compris toutes les installations requises pour déclarer des contrats.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022, qui consistait à installer environ 166 km (103 milles) de nouveaux gazoducs, un poste de compression et les installations connexes, a été achevé en 2023 et il dote le réseau d'une capacité supplémentaire d'environ 773 TJ/j (722 Mpi³/j) qui lui permettra de répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin aux termes de contrats d'au moins huit ans. Le coût en capital du programme s'est chiffré à 1,4 milliard de dollars, tous les actifs ayant été mis en service.

Programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills

Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills était un projet d'expansion sur plusieurs années des réseaux de NGTL et de Foothills qui visait à faciliter l'accroissement de la capacité d'exportation de GTN visée par des contrats qui est raccordée au 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 il repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j). Le coût en capital du programme s'est établi à 1,6 milliard de dollars, tous les actifs résiduels ayant été mis en service en 2023.

Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

Le programme d'expansion du réseau intrabassin de NGTL comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 23 km (14 milles) et deux nouveaux postes de compression et il est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans visant une capacité de 255 TJ/j (238 Mpi³/j). Le coût en capital de l'expansion est estimé à 0,5 milliard de dollars. Les travaux de construction ont débuté en 2022 et les gazoducs ont été mis en service à la fin de 2023. Les travaux de construction des postes de compression sont en cours et ces postes devraient être mis en service d'ici le deuxième trimestre de 2024.

Projet Valhalla North et Berland River

Le projet VNBR répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés de demande, ajoutant au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 428 TJ/j (400 Mpi³/j) et devrait 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 milliard de dollars, comprend un nouveau gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles), un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes. Le 21 décembre 2023, nous avons reçu l'autorisation de la REC visant la construction, la propriété et l'exploitation du projet VNBR, dont la mise en service est attendue au deuxième trimestre de 2026.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Réseau de NGTL	2 201	1 853	1 649
Réseau principal au Canada	789	770	838
Autres gazoducs au Canada ¹	345	183	188
BAIIA comparable	3 335	2 806	2 675
Amortissement	(1 325)	(1 198)	(1 226)
BAII comparable	2 010	1 608	1 449
Poste particulier :			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	(2 100)	(3 048)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(90)	(1 440)	1 449

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de Great Lakes Canada, ainsi que notre quote-part dans le bénéfice de TQM et de Coastal GasLink, de même que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires liés à nos gazoducs au Canada.

La perte sectorielle du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 1,4 milliard de dollars en 2023 par rapport à 2022. La perte sectorielle du secteur Gazoducs - Canada s'est chiffré à 1,4 milliard de dollars en 2022, comparativement à un bénéfice sectoriel de 1,4 milliard de dollars dégagé en 2021. Une charge de dépréciation de 2,1 milliards de dollars, avant impôts, a été comptabilisée en 2023 (3,0 milliards de dollars en 2022) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction de notre RCA approuvé, de la base d'investissement, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des revenus au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont aussi une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférables.

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	770	708	631
Réseau principal au Canada	230	223	213
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	19 008	17 493	15 560
Réseau principal au Canada	3 709	3 735	3 724

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 62 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 77 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 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 tarifs baissent sous le seuil précisé ainsi qu'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.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 7 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 10 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada de 2023 a été supérieur de 529 millions de dollars à celui de 2022, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des charges financières, de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL;
- le résultat généré par Coastal GasLink en lien avec la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons, contrebalancé en partie par la diminution des produits tirés des frais d'aménagement en raison du moment de la comptabilisation des produits. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour un complément d'information;
- la hausse de l'amortissement et des charges financières transférables et l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables relativement au réseau principal au Canada.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada de 2022 a été supérieur de 131 millions de dollars à celui de 2021, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des charges financières et de l'amortissement transférables, ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- la baisse de l'amortissement transférable, en partie compensée par l'augmentation des impôts sur le bénéfice et des charges financières transférables, ainsi que l'accroissement des revenus incitatifs relativement au réseau principal au Canada;
- la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits.

Amortissement

En 2023, l'amortissement a été supérieur de 127 millions de dollars à celui de 2022 du fait de l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau et au titre du réseau principal au Canada suivant la mise en service d'actifs sur un tronçon assortis de taux d'amortissement plus élevés aux termes du règlement de 2021-2026. En 2022, l'amortissement a été inférieur de 28 millions de dollars à celui de 2021, puisque l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada s'est terminé en 2021, facteur en partie contrebalancé par l'augmentation de l'amortissement du réseau de NGTL par suite de la mise en service de nouvelles installations.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital présumée, ainsi que des dispositions des règlements tarifaires approuvés par la REC. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

En 2024, le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada devrait être conforme à celui de 2023, en raison principalement de la croissance constante du réseau de NGTL à mesure que les programmes d'expansion progressent, ce qui agrandit les installations d'approvisionnement, améliore les installations de livraison de l'Alberta et élargit notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes de services garantis sur le réseau. Ces facteurs seront contrebalancés par un paiement incitatif de Coastal GasLink comptabilisé en 2023 suivant la réalisation de certaines étapes. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, les variations de ces coûts peuvent influencer sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre résultat comparable. Nous prévoyons que le résultat comparable du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada pour 2024 sera semblable à celui de 2023.

Dépenses en immobilisations

Nous avons consacré 2,6 milliards de dollars en 2023 à nos projets de croissance et aux investissements de maintien de notre secteur Gazoducs - Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 1,2 milliard de dollars en 2024, qui viseront plus particulièrement les projets d'expansion et les investissements de maintien du réseau de NGTL, lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement et le bénéfice qui en découle.

Par ailleurs, nous avons contribué une somme de 3,0 milliards de dollars à notre participation dans Coastal GasLink LP en 2023 et nous prévoyons faire un apport de 0,9 milliard de dollars en 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières interétatiques aux États-Unis. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer nos coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC ou nos expéditeurs peuvent introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi inéquitable ou déraisonnable.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à de fréquentes instances visant les tarifs pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Réglementation sur la conformité de la PHMSA

La plupart de nos réseaux de gazoducs aux États-Unis sont assujettis à des lois et règlements fédéraux en matière de sécurité des pipelines qui sont adoptés et administrés par la PHMSA. La PHMSA a publié récemment de nouvelles règles, et elle continuera de le faire, influant sur de nombreux aspects de l'exploitation et de l'entretien de notre réseau de gazoducs. Les priorités de la PHMSA sont généralement dictées par des lois influencées par plusieurs parties prenantes et guidées par des recherches sur les récents incidents au sein de l'industrie tout en tenant compte des priorités des parties prenantes. Lorsque la PHMSA instaure de nouvelles règles, TC Énergie cherche à recouvrer les dépenses supplémentaires découlant de l'application de telles règles dans les dossiers tarifaires et les règlements en matière de modernisation futurs.

FAITS MARQUANTS

Monétisation de Columbia Gas et Columbia Gulf

Le 4 octobre 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners (« GIP ») pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). Columbia Gas et Columbia Gulf sont détenues par une entité nouvellement constituée en partenariat avec GIP. Avant la clôture de la vente, Columbia Pipelines Operating Company LLC et Columbia Pipelines Holding Company LLC ont émis, le 8 août 2023, des titres d'emprunt de premier rang non garantis à long terme de 4,6 milliards de dollars US et de 1,0 milliard de dollars US, respectivement. Le produit net de ces placements a été affecté au remboursement des dettes intersociétés à l'égard de TC Énergie ainsi qu'à la réduction de la dette. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet.

Nous détenons toujours une participation donnant le contrôle dans Columbia Gas et Columbia Gulf et nous demeurons l'exploitant de ces gazoducs. TC Énergie et GIP financeront chacune leur quote-part des dépenses en immobilisations annuelles visant la maintenance, la modernisation et les projets de croissance approuvés au moyen des flux de trésorerie générés en interne, de financements par emprunt par les entités de Columbia ou d'apports proportionnels de leur part.

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR

ANR a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en août 2022 et a obtenu l'approbation de la FERC en avril 2023. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} novembre 2025. ANR devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} août 2028. Le règlement prévoit aussi une majoration des tarifs en août 2024 au titre de certains projets de modernisation. Au cours du deuxième trimestre de 2023, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients.

Règlement tarifaire de Columbia Gulf

Le 7 juillet 2023, Columbia Gulf a déposé un règlement tarifaire non contentieux établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seraient en vigueur pour cette entreprise à compter du 1^{er} mars 2024 et instituant un moratoire sur les tarifs qui s'appliqueraient jusqu'au 28 février 2027. Les tarifs révisés ne devraient pas avoir une incidence importante sur le résultat comparable de notre secteur Gazoducs – États-Unis. Columbia Gulf devra soumettre une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} mars 2029.

Ligne VB Strasburg

Le 25 juillet 2023, un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris le long de la route Interstate 81 à Strasburg, en Virginie. Des mesures d'urgence ont été prises et la section touchée du gazoduc a été rapidement isolée. Cet incident n'a causé aucune blessure et aucun dommage important aux structures environnantes. Le gazoduc fonctionne à pression réduite conformément à l'ordonnance de mesures correctives de la PHMSA depuis le 28 juillet 2023, et nous collaborons avec la PHMSA aux termes de cette ordonnance afin de rétablir le fonctionnement normal du réseau aussitôt que possible. L'analyse de la cause du bris révèle que d'autres sections semblables du gazoduc du réseau de Columbia Gas nécessitent d'autres tests. Toutefois, nous ne prévoyons pas que l'événement survenu sur la ligne VB Strasburg ou les autres tests auront une incidence importante sur nos résultats financiers.

North Baja XPress

En juin 2023, le projet North Baja XPress, un projet d'expansion visant à accroître la capacité et à répondre à la demande accrue des clients quant à notre pipeline North Baja, a été mis en service. Le coût en capital de ce projet s'est chiffré à environ 0,1 milliard de dollars US.

Projet Bison XPress

Au troisième trimestre de 2023, nous avons approuvé le projet Bison XPress, un projet d'expansion de nos réseaux de Northern Border et de Bison qui permettra de remplacer et de moderniser certaines installations ainsi que de fournir des sorties de productions, des plus nécessaires, à partir du bassin de Bakken vers un point de livraison au carrefour de Cheyenne. La mise en service du projet devrait avoir lieu en 2026. Le coût total du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US, et notre quote-part de 0,2 milliard de dollars US représente notre participation de 50 % dans Northern Border et notre participation de 100 % dans Bison.

Projet GTN XPress

En octobre 2023, la FERC a délivré un certificat approuvant notre projet GTN XPress. Ce projet est une expansion du réseau de GTN qui permettra le transport d'une capacité d'exportation visée par des contrats accrue au moyen du programme de livraison parcourus ouest des réseaux de NGTL et de Foothills. L'entrée en service devrait avoir lieu en 2024 et le coût estimatif du projet est de 0,1 milliard de dollars US.

Projets VR et WR

La FERC a délivré un certificat approuvant nos projets VR et WR en novembre et décembre 2023, respectivement. Le projet VR dotera le réseau d'une capacité supplémentaire à partir de Greenville County, en Virginie, jusqu'aux points de livraison à Norfolk, en Virginie. La mise en service est prévue vers la fin de 2025 et le coût du projet est estimé à 0,7 milliard de dollars US. Quant au projet WR, il fournira une capacité principale vers les multiples points de livraison de notre réseau d'ANR, au Wisconsin. La date de mise en service est prévue vers la fin de 2025 et le coût du projet est estimé à 0,8 milliard de dollars US.

Projet d'électrification en Virginie

Le projet d'électrification en Virginie, un projet d'expansion qui remplace et modernise certaines installations grâce au passage à la compression électrique et qui permet de réduire les émissions de GES sur certains tronçons du réseau de Columbia Gas, a été mis en service en février 2024, et le coût du projet est estimé à environ 0,1 milliard de dollars US.

Projet Heartland

En février 2024, nous avons approuvé le projet Heartland, un projet d'expansion de notre réseau d'ANR qui devrait permettre d'accroître la capacité et d'améliorer la fiabilité du réseau. Le projet Heartland permettra d'effectuer un doublement de canalisations, d'ajouter des postes de compression et de mettre à niveau les installations. Au moment de sa mise en service, le projet haussera la part de marché d'ANR dans la région du Midwest. La date de mise en service est prévue vers la fin de 2027 et le coût du projet est estimé à 0,9 milliard de dollars US.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Le tableau qui suit présente la totalité du BAIIA comparable des actifs que nous détenons ou que nous détenons en partie et que nous consolidons entièrement, ainsi que la quote-part du bénéfice des actifs dans lesquels nous détenons une participation comptabilisée à la valeur de consolidation [et que nous ne consolidons pas].

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Columbia Gas ¹	1 530	1 511	1 529
ANR	650	582	592
Columbia Gulf ¹	208	207	220
GTN ²	202	184	170
Great Lakes ²	183	178	176
Portland ¹	104	101	78
Autres gazoducs aux États-Unis ³	371	379	310
BAIIA comparable	3 248	3 142	3 075
Amortissement	(692)	(681)	(630)
BAII comparable	2 556	2 461	2 445
Incidence du change	895	742	620
BAII comparable (en dollars CA)	3 451	3 203	3 065
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	(571)	—
Activités de gestion des risques	80	(15)	6
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	3 531	2 617	3 071

- 1 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.
- 2 Comprend 100 % du BAIIA comparable de GTN et de Great Lakes après l'acquisition de TC Pipelines, LP en mars 2021.
- 3 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), dans North Baja, dans Tuscarora, dans Bison et dans Crossroads, ainsi que notre quote-part du bénéfice tiré de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage et de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs - États-Unis.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs - États-Unis de 2023 a été supérieur de 914 millions de dollars à celui de 2022, qui avait été inférieur de 454 millions de dollars à celui de 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars, avant impôts, au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022;
- des gains latents et des pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain en 2023 et en 2022 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport à 2022 et à 2021, respectivement. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats de Columbia Gas et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage de gaz naturel et des ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités, les volumes et les produits liés au transport par pipeline et au stockage de gaz naturel sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis pour 2023 a été supérieur de 106 millions de dollars US à celui de 2022. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire tiré des projets de croissance et de modernisation mis en service et l'ajout de contrats de vente liés à Columbia Gas, ANR et Great Lakes;
- l'augmentation nette du résultat tiré d'ANR après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport à compter d'août 2022, ce qui a été en partie contré par la diminution du bénéfice en raison de la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage en 2022;
- l'augmentation du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges plus élevées;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant de Northern Border et d'Iroquois;
- la diminution du bénéfice en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi que de la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service;
- les résultats moindres de notre entreprise d'exploitation des minéraux en raison du repli des prix des produits de base.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis de 2022 a été supérieur de 67 millions de dollars US à celui de 2021. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance;
- le résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport à compter de février 2021, ce qui a été en partie contré par la hausse des impôts fonciers suivant la mise en service de projets;
- les résultats à la baisse comptabilisés en 2021 en raison des périodes de grand froid et d'autres éléments particuliers;
- la diminution du résultat d'ANR par suite de certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022 liés aux reports réglementaires, contrée en partie par la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} août 2022 conformément, dans les deux cas, au règlement tarifaire non contentieux d'ANR.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars US par rapport à celui de 2022, qui avait été supérieur de 51 millions de dollars US à celui de 2021. La hausse de l'amortissement observée au cours des deux exercices est attribuable à l'effet net des nouveaux projets mis en service. La hausse de 2023 a toutefois été contrée en partie par certains ajustements faits au troisième trimestre de 2023.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Nos gazoducs aux États-Unis font pour la plupart l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. Notre capacité de fidéliser notre clientèle et de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions générales ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le BAIIA comparable subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, qui peuvent être touchés par l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation, de même que par le risque de crédit lié aux contreparties.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis en 2024 devrait être supérieur à celui de 2023, en raison principalement de l'achèvement en 2023 de projets d'expansion, de l'achèvement prévu en 2024 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas et de GTN, de la mise en service du projet Gillis Access et de la hausse des produits de Columbia Gas étant donné son rendement et les recouvrement des coûts en capital visant la modernisation. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons qu'en 2024, nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2023. Nous nous attendons cependant à ce que ces résultats positifs soient en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue soutenue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, et par la hausse prévue des impôts fonciers qui découlera de la mise en service de divers projets d'investissement.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses totalisant 2,1 milliards de dollars US en 2023 dans nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer encore une somme d'environ 1,9 milliard de dollars US en 2024 essentiellement aux projets d'expansion de Gillis Access, de Columbia Gulf, d'ANR et de Columbia Gas et au programme de modernisation III de Columbia Gas, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien de Columbia Gas et d'ANR dont le recouvrement, majoré d'un rendement, devrait être reflété dans les droits futurs. Nous prévoyons que les dépenses en immobilisations nettes se chiffreront à environ 1,4 milliard de dollars US en 2024, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables à la participation sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant du mazout et du diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières, et le besoin persiste. Tous les contrats à long terme actuels visant nos gazoducs, qui sont principalement libellés en dollars US, ont été conclus avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique. Ces contrats sont à taux fixes et prévoient le recouvrement des coûts afférents à la prestation des services, nous procurent un rendement sur le capital investi et assurent le recouvrement de ce capital. En tant qu'entreprise aménageant et exploitant des gazoducs, nous sommes généralement exposés à un risque en ce qui a trait aux coûts d'exploitation et de construction et à d'éventuelles pénalités en cas de facteurs retardant la mise en service. En cas de force majeure, nous pouvons cependant nous écarter du calendrier prévu. Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc.

FAITS MARQUANTS

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. 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 milliards de dollars US.

Au cours du troisième trimestre de 2023, nous avons mis en service le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes. Les travaux mécaniques du tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes devraient être achevés au deuxième semestre de 2024, sous réserve du règlement des questions soulevées par les parties prenantes. En outre, nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future. En raison du délai dans l'obtention de cette décision, nous avons suspendu en date du 1^{er} novembre 2023 la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction.

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, sous réserve des approbations réglementaire de la COFECE et de la CRE. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway et à la réalisation de certaines autres obligations contractuelles, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à environ 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. En décembre 2023, TGNH et la CFE ont obtenu de la COFECE une décision de fusion favorable et la confirmation qu'il n'était pas nécessaire d'avoir une opinion en matière de participation croisée favorable pour ce qui est de la participation minoritaire proposée de la CFE dans TGNH, du fait que la CFE n'aurait pas une participation donnant le contrôle dans TGNH. Cette dernière et la CFE ont demandé par la suite à la CRE de confirmer qu'il n'est pas nécessaire d'obtenir un permis aux fins d'une participation croisée du fait que la CFE ne détiendrait pas de participation donnant le contrôle dans TGNH. La CRE devrait donner son approbation à TGNH au début de 2024.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
TGNH ¹	232	164	118
Topolobampo	157	161	161
Sur de Texas ²	75	112	113
Guadalajara	61	73	71
Mazatlán	71	67	70
BAIIA comparable	596	577	533
Amortissement	(66)	(76)	(86)
BAII comparable	530	501	447
Incidence du change	186	153	110
BAII comparable (en dollars CA)	716	654	557
Poste particulier :			
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	80	(163)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	796	491	557

1 Comprend des tronçons en exploitation des gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes et Tula.

2 Comprend notre quote-part du bénéfice provenant de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs - Mexique en 2023 a été supérieur de 305 millions de dollars à celui de 2022, qui a été inférieur de 66 millions de dollars à celui de 2021. Il comprend un recouvrement de 80 millions de dollars en 2023 (perte de 163 millions de dollars en 2022) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2023 pour obtenir des précisions.

Le raffermissement du dollar américain en 2023 et 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US par rapport à 2022 et 2021, respectivement. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique en 2023 a été supérieur de 19 millions de dollars US à celui de 2022, en raison principalement des éléments suivants :

- le résultat supérieur de TGNH attribuable essentiellement à la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc Tula au troisième trimestre de 2022, ainsi qu'à la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023;
- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes conformément au contrat de transport en cours et des coûts d'exploitation plus élevés afférents à des perturbations de service dues à des événements liés aux conditions météorologiques;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement imputable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain et à l'augmentation des intérêts débiteurs en raison de la majoration des taux d'intérêt. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer cette exposition, dont l'incidence est comptabilisée au poste « (Gains) pertes de change, montant net » dans l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique en 2022 a été supérieur de 44 millions de dollars US à celui de 2021, essentiellement grâce à la hausse des produits découlant de la mise en service commerciale du tronçon nord de Villa de Reyes et du tronçon est de Tula au troisième trimestre de 2022.

En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise Sur de Texas une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains. Ce prêt intersociétés libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance le 15 mars 2022 et remplacé avec un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars US. En juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme libellé en dollars US non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie. Notre quote-part des intérêts débiteurs qui s'y rapportent dans Sur de Texas avant ce refinancement a été entièrement compensée par les intérêts créditeurs connexes comptabilisés au poste « Intérêts créditeurs et autres » du secteur Siège social.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 10 millions de dollars US en 2023 par rapport à celui de 2022, ainsi qu'en 2022 par rapport à 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location de Tamazunchale suivant la conclusion du contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE au milieu de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique reflète les contrats de transport à long terme stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services; il inclut la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas. Étant donné la nature à long terme des contrats de transport sous-jacents à nos activités, le BAIIA comparable reste sensiblement le même d'un exercice à l'autre, sauf lorsque de nouveaux actifs sont mis en service. Le BAIIA comparable de 2024 devrait être supérieur à celui de 2023 grâce aux produits supplémentaires tirés du tronçon latéral de Villa de Reyes pour un exercice complet, la mise en service commerciale ayant eu lieu au troisième trimestre de 2023.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé un total de 1,8 milliard de dollars US en 2023, somme qui a été consacrée principalement à la construction des gazoducs Southeast Gateway, Villa de Reyes et Tula. Nous prévoyons consacrer environ 1,6 milliard de dollars US à la poursuite des travaux de construction des gazoducs Southeast Gateway et Villa de Reyes en 2024.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 108 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Volumes de production des bassins d'approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement du réseau de NGTL et de nos gazoducs en aval. Le réseau de Columbia Gas et ses raccordements dépendent en grande partie de l'approvisionnement venant des Appalaches. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production de gaz naturel et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Les gazoducs se livrent cependant concurrence pour se raccorder aux grands bassins gaziers. Une diminution globale de la production ou l'intensification de la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait réduire le débit de nos gazoducs reliés et, en conséquence, avoir une incidence négative sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC et les Appalaches constituent deux des bassins les plus productifs et les plus concurrentiels d'Amérique du Nord sur le plan des coûts et qu'ils renferment des réserves de gaz naturel considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel et de ses liquides, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs et les usines de traitement du gaz, la demande à l'intérieur des bassins, les changements apportés aux politiques et à la réglementation et la valeur globale des réserves, y compris les liquides qu'elles contiennent.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. De nouvelles zones d'approvisionnement, situées plus près des marchés traditionnels, sont mises en valeur, ce qui pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. Les nouveaux marchés, notamment ceux qui sont liés aux installations d'exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l'intensification de l'utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l'évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir au marché des services de transport concurrentiels. Dans le cadre de notre planification stratégique annuelle, nous évaluons la résilience de notre portefeuille d'actifs selon une fourchette de niveaux possibles de l'offre et de la demande d'énergie.

Concurrence à l'égard de nouveaux projets d'expansion des gazoducs

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinères qui cherchent à investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou leur rendement financier global pourrait être moins attrayant. Les nouvelles infrastructures d'énergie renouvelable sont appelées à répondre à une portion croissante des besoins énergétiques futurs, y compris dans le secteur de la production d'électricité. Néanmoins, même selon les prévisions les plus optimistes à l'égard de ces nouvelles installations, on prévoit toujours que la demande de gaz naturel augmentera. La fiabilité de l'approvisionnement en gaz naturel est un facteur important du succès de l'adoption généralisée des énergies renouvelables, dont la production est plus intermittente.

Demande de capacité pipelinère

En dernière analyse, c'est la demande de capacité pipelinère qui conditionne la vente de services de transport par gazoduc. La demande est fonction de la concurrence entre les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage, des mesures d'économie d'énergie et de la demande de combustibles de remplacement de même que du prix des sources d'énergie nouvelles. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger des droits concurrentiels sont liés à la demande globale de services de transport. Toute diminution de la demande à cet égard pourrait influencer à la négative sur nos produits, quoique l'utilisation de la capacité de nos gazoducs s'accroît sans cesse et justifie de nouveaux investissements et de nouveaux projets d'expansion.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures de transport du gaz naturel par gazoducs. Des perturbations de la chaîne d'approvisionnement en énergie pourraient entraîner une volatilité des prix et un recul des prix du gaz naturel susceptibles d'influer sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation et d'autres instances gouvernementales et l'évolution de leurs politiques, notamment des changements apportés à la réglementation, peuvent avoir une incidence sur l'approbation, le calendrier, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer défavorablement sur les coûts de construction, les dates de mise en service, les produits prévus et les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être retardé ou aboutir à une décision défavorable en raison de l'évolution de l'opinion publique et des politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière. L'éventuelle contestation devant un tribunal de décisions réglementaires pourrait entraîner de nouveaux dépassements de coûts et de nouveaux retards sur le calendrier.

Des examens plus minutieux des méthodes de construction et d'exploitation par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi peuvent retarder la construction, faire augmenter les coûts d'exploitation ou exiger des dépenses d'investissement additionnelles. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts ou la réduction du caractère concurrentiel des tarifs facturés aux clients peuvent nuire au bénéfice.

Nous gérons constamment ces risques en nous tenant au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de législation et de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs et en veillant à ce que les demandes relatives aux droits, aux installations et aux tarifs tiennent compte de ces risques et les réduisent dans la mesure du possible.

Risque gouvernemental

Les revirements des politiques ou les changements à la tête du gouvernement peuvent influencer sur notre capacité à faire croître nos activités. Les processus réglementaires toujours plus complexes, l'obligation de procéder à des consultations plus vastes, le resserrement des politiques en matière d'émission et les changements apportés à la réglementation environnementale peuvent également influencer sur nos possibilités de croissance. Nous sommes déterminés à collaborer avec toutes les instances gouvernementales pour faire en sorte que les avantages et les risques de nos activités soient compris et que des stratégies d'atténuation adéquates soient mises en application.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines permettant d'assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. Toute interruption des activités pipelinières ayant une incidence sur la capacité d'expédition risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à la réputation de l'entreprise ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous surveillons constamment nos réseaux de gazoducs, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude, et l'entretien de l'équipement de compression fait l'objet de programmes de fiabilité et d'intégrité rigoureux qui en assurent l'exploitation sécuritaire et fiable.

Pipelines de liquides

Notre secteur Pipelines de liquides achemine du pétrole brut de façon sécuritaire et fiable grâce à une infrastructure allant du BSOC canadien jusqu'au Midwest des États-Unis et à la côte du golfe du Mexique. Nous offrons des services de transport de longue distance depuis le BSOC jusqu'aux principaux marchés de raffinage et d'exportation situés aux États-Unis ainsi que des services de transport en Alberta et entre Cushing, en Oklahoma, et la côte du golfe du Mexique.

Notre entreprise de pipelines de liquides comprend les installations suivantes :

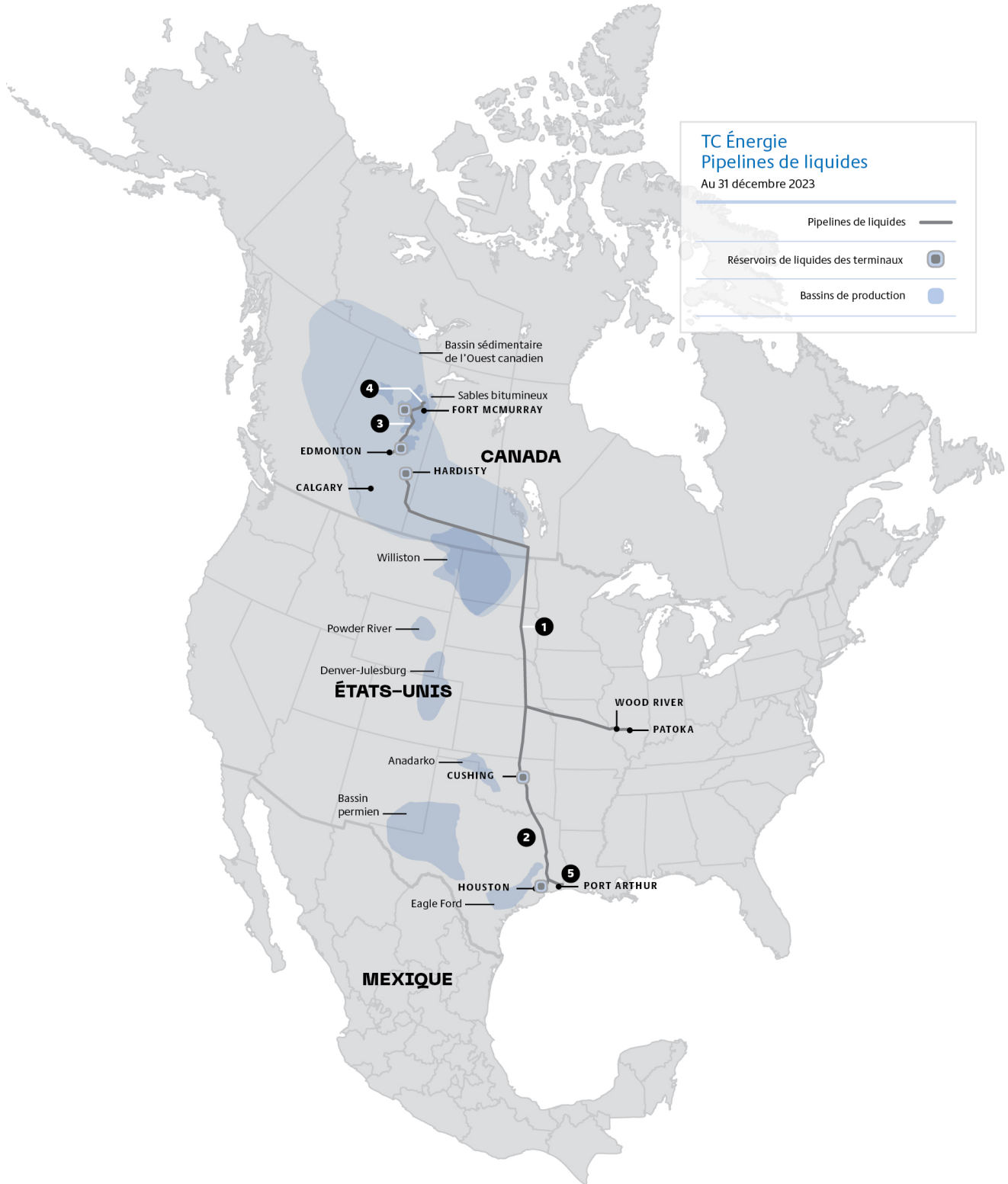
- des pipelines de liquides en propriété exclusive – environ 4 400 km (2 700 milles);
- des installations de stockage opérationnel et à terme détenues en propriété exclusive – environ 7 millions de barils;
- des pipelines de liquides détenus en partie – environ 460 km (290 milles).

Stratégie

Nous restons déterminés à exploiter notre infrastructure de pipelines de liquides de façon sûre, sécuritaire et fiable, tout en maximisant la performance sur le plan de l'exploitation. Nous continuons d'accroître notre offre de services de transport et de mettre à profit notre infrastructure existante pour tirer parti des occasions de croissance dans les corridors afin d'offrir à nos clients un plus vaste choix et un meilleur accès aux marchés tout en ajoutant de la valeur à notre entreprise.

Faits récents

- annonce de la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides pour former une nouvelle société inscrite en bourse indépendante de grande qualité qui se nommerait South Bow Corporation. La transaction de scission devrait être finalisée au cours du deuxième semestre de 2024, sous réserve de l'approbation des actionnaires, des tribunaux et des organismes de réglementation, de la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales et du respect des autres conditions de clôture habituelles;
- mise en service de l'oléoduc Port Neches Link au premier trimestre de 2023;
- achèvement de la récupération de tous les volumes relâchés lors de l'incident survenu à la borne kilométrique 14 et rétablissement du débit naturel de la rivière Mill Creek. Nous maintiendrons notre engagement pour ce qui est de la pratique, à long terme, d'activités de surveillance de l'environnement et de remise en état.



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation
Pipelines de liquides				
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 327 km (2 689 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
2	Marketlink		Transport de pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusque sur la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
3	Grand Rapids	460 km (286 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
4	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut depuis les installations Horizon appartenant à Canadian Natural Resources Limited, dans le nord-est de l'Alberta, jusqu'au pipeline Grand Rapids.	100 %
5	Port Neches	6 km (4 milles)	Transport de pétrole brut depuis le réseau d'oléoducs Keystone et d'autres terminaux de liquides depuis la région de Port Arthur, au Texas, jusqu'au terminal de Motiva à Port Neches, au Texas.	74,9 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur Pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et des terminaux. L'entreprise assure le transport, de façon sûre, sécuritaire et fiable, du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'aux principaux marchés de raffinage et de négociation, qui en font des produits pétroliers raffinés ou commercialisés dans d'autres marchés intérieurs ou internationaux. Nous offrons de plus des services complémentaires comme le stockage à des terminaux afin d'offrir aux clients une plus grande souplesse en matière de livraison tout en maximisant la position concurrentielle de nos actifs. En plus de nos pipelines de pétrole brut et terminaux, nous exerçons des activités de commercialisation par l'intermédiaire d'une entreprise de commercialisation non réglementée.

Nous offrons des services de transport par pipelines à nos clients, qui sont principalement visés par des contrats à long terme, ce qui nous permet de dégager des revenus stables et prévisibles sur la durée des contrats. Ces contrats à long terme prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction de nos actifs alors que les coûts d'exploitation et d'entretien sont recouverts principalement par le truchement de la tarification variable au moyen des coûts transférables. La capacité pipelinrière non visée par des contrats est offerte sur le marché au comptant, sans engagement, et lors d'invitations à soumissionner conformément aux exigences réglementaires. Nous offrons à nos clients des services de stockage de pétrole brut aux terminaux en contrepartie de contrats à terme à prix fixe.

Notre réseau de pipelines et les installations connexes sont assujettis à la réglementation de la REC ou de l'AER au Canada et à celle de la PHMSA, de la FERC et de divers organismes étatiques aux États-Unis. Ces entités combinées réglementent les activités de construction, d'exploitation et de cessation de nos activités pipelinrières, et il leur revient de surveiller le caractère raisonnable de nos tarifs.

Réseau d'oléoducs Keystone

Oléoducs Keystone

Le réseau d'oléoducs Keystone, notre principal actif pipelinier de liquides, transporte du pétrole brut de l'Ouest canadien vers divers points de livraison du Midwest des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique. Il joue également un rôle d'infrastructure physique pour notre réseau Marketlink, lequel loue une capacité pour le transport du pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte du golfe du Mexique. Le réseau d'oléoducs Keystone est exploité au Canada et aux États-Unis et, par conséquent, il est assujetti aux obligations de transporteur public imposées par la REC et la FERC dans ces juridictions respectives.

Oléoducs Port Neches Link

Notre réseau d'oléoducs Port Neches offre des services pour acheminer le pétrole brut dans de notre réseau d'oléoducs Keystone jusqu'au terminal de Motiva à Port Neches, au Texas, et il dispose également d'autres terminaux de liquides dans la région de Port Arthur, dont le terminal Philips 66 Beaumont. Le réseau d'oléoducs Port Neches est réglementé par la Railroad Commission du Texas.

Activités de commercialisation des liquides de TC Énergie

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et les activités de logistique passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. Cette division de commercialisation conclut des contrats visant la capacité de nos pipelines ou de pipelines et de réservoirs aux terminaux appartenant à des tiers.

Oléoducs de transport de liquides en Alberta

Nos deux oléoducs de transport de liquides en Alberta – Grand Rapids et White Spruce – procurent aux producteurs des services de transport de pétrole brut dans le nord de l'Alberta pour faire circuler des volumes entre la région des sables bitumineux et la région d'Edmonton/Heartland. L'AER réglemente ces oléoducs.

Contexte commercial

Des revirements géopolitiques majeurs, l'évolution des politiques gouvernementales et divers facteurs macroéconomiques continuent d'avoir des répercussions sur l'offre et la demande mondiales de pétrole brut. Bien que le secteur en amont mette toujours l'accent sur l'équilibre entre la gestion des dépenses et la croissance, nous prévoyons que la demande pour le pétrole brut s'intensifiera au cours de cette décennie. À long terme, nous nous attendons à une croissance de la demande mondiale avant de ralentir dans les décennies qui suivront. Toutefois, le pétrole brut devrait continuer de jouer un rôle essentiel et contribuer à répondre aux besoins énergétiques dans le monde entier pour les décennies à venir. L'offre de brut en Amérique du Nord, y compris en provenance du BSOC, demeurera essentielle pour soutenir la demande à long terme.

Perspective de l'offre

Le Canada se classe au troisième rang pour ce qui est de l'ampleur de ses réserves de pétrole brut avec plus de 160 milliards de barils de pétrole prouvés et économiquement récupérables. La production de pétrole du BSOC, principale source d'approvisionnement de nos pipelines de liquides, s'est chiffrée à environ 5,0 millions de b/j en 2023 et devrait augmenter de plus de 500 000 b/j pour atteindre 5,5 millions de b/j d'ici 2030. La production tirée des sables bitumineux à l'intérieur du BSOC, qui est directement raccordée à nos pipelines en Alberta, constitue la majeure partie de l'offre de brut canadien. Les sables bitumineux représentent une source d'approvisionnement de premier plan en raison de la durée de vie de plusieurs dizaines d'années des réserves, de la baisse de production de base limitée et de l'amélioration rapide de la performance au chapitre des coûts et de la protection environnementale.

Les États-Unis sont l'un des plus gros producteurs de pétrole brut au monde et leur production s'est chiffrée à plus de 12 millions de b/j en 2023. La majeure partie de la production de pétrole brut américain sur le continent se compose de pétrole léger de réservoirs étanches et provient des zones de production suivantes : le bassin permien, Williston, Eagle Ford et Niobrara. D'importants investissements de capitaux ont permis d'optimiser les raffineries américaines afin qu'elles puissent traiter un mélange de brut léger et de brut lourd, ce qui permet la production d'un éventail maximisé de produits raffinés. Notre réseau d'oléoducs Keystone étant raccordé aux principaux marchés de raffinage et d'exportation, nous croyons que nous sommes en mesure d'attirer la production des principaux bassins de pétrole léger aux États-Unis, qui devrait aussi croître d'ici la fin de la décennie.

Demande

La demande de pétrole brut en Amérique du Nord provient principalement des États-Unis, avec une capacité de raffinage de plus de 18 millions de b/j). Nos pipelines de liquides alimentent les marchés du raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique, soit le district PADD 2 et le district PADD 3, respectivement. Le district PADD 2 représente 23 % et le district PADD 3 représente 56 % de la production du marché du raffinage aux États-Unis, ou 79 % globalement. De nombreuses raffineries des districts PADD 2 et 3 sont dotées d'importantes installations complexes pouvant traiter le brut lourd. Ces marchés sont censés demeurer concurrentiels à l'échelle mondiale au cours des prochaines décennies en raison de leur accès à du brut lourd au Canada et à du brut léger aux États-Unis, à faible coût, ainsi que de leur proximité à un approvisionnement abondant de gaz naturel à faible coût. Ce sont des facteurs qui permettent à ces raffineries de se classer parmi les plus rentables au monde.

Bien que la consommation intérieure représente une forte proportion de la demande actuelle de pétrole brut nord-américain, les exportations devraient progresser, ce qui haussera la proportion de la demande extérieure en provenance d'Amérique du Nord au-delà de la fin de la décennie en raison du développement de nouveaux marchés. Les exportations de pétrole brut en provenance de la côte américaine du golfe du Mexique, qui est un marché qu'approvisionnent nos pipelines, devraient progresser, passant de 3,2 millions de b/j à 4,6 millions de b/j d'ici le début de la décennie 2030.

Priorités stratégiques

Nos pipelines de liquides positionnent stratégiquement notre secteur Pipelines de liquides afin qu'il puisse offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole brut albertain et américain vers le Midwest américain et la côte américaine du golf du Mexique.

Dans les limites de nos préférences en matière de risque, nous restons déterminés :

- à optimiser la performance sur le plan de l'exploitation et la valeur commerciale de nos actifs actuels;
- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles aux fins d'expansion;
- à garder le cap sur nos objectifs en matière de transition énergétique, dont l'amélioration en matière d'exploitation du réseau et la réduction de nos émissions de GES.

Notre modèle d'affaires repose notamment sur des contrats à long terme qui assurent la stabilité des tarifs pour nos clients et celle des produits dégagés par notre entreprise. Nous augmentons constamment notre connectivité à des sources d'approvisionnement résilientes ainsi qu'aux principaux marchés, ce qui place notre entreprise en position de tirer profit de la croissance.

Nous sommes d'avis que nos pipelines de liquides sont bien positionnés pour tirer profit de la croissance de la production dans le BSOC, qui fait preuve de stabilité et de résilience, et qui est nécessaire pour répondre à la demande croissante à l'égard du brut lourd canadien manifestée par la côte américaine du golfe du Mexique, du fait du repli des importations extracôtières traditionnelles. Devant la croissance persistante de la production de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et le fait que la demande de pétrole léger est satisfaite en Amérique du Nord, nous évaluerons les possibilités d'expansion de nos services de transport et d'élargissement de notre plateforme de pipelines pour y inclure une connectivité du dernier kilomètre en matière d'approvisionnement vers les raffineries et les terminaux possédant des capacités de stockage et d'exportation maritime. Nous veillerons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et à aménager des projets pour offrir aux clients des choix quant à de nouvelles sources d'approvisionnement offertes à proximité.

Nous collaborons constamment avec nos clients de longue date et nos clients potentiels afin d'améliorer l'expérience clients et nous offrons des services de transport pipelinier et des services aux terminaux à la fois concurrentiels, fiables et efficaces qui répondent à leurs besoins. L'emplacement et l'envergure de nos actifs, en se combinant, aident à attirer des volumes supplémentaires et à prendre de l'expansion.

Nous surveillons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques et d'occasions de coentreprises ou de structure tarifaire conjointe afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

FAITS MARQUANTS

Scission de nos activités liées aux pipelines de liquides

Le 27 juillet 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de nos activités liées aux pipelines de liquides, qui deviendrait une société se nommant South Bow Corporation. En plus de l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, la scission est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, de l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et du respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. Nous prévoyons que la scission sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la scission, les actionnaires de TC Énergie conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de South Bow Corporation. Le nombre d'actions ordinaires de South Bow Corporation devant être distribuées aux actionnaires de TC Énergie sera déterminé avant la clôture de la scission. Cette transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour les actionnaires canadiens et américains de TC Énergie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, nous avons engagé des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides avant impôts de 40 millions de dollars (34 millions de dollars après impôts), dont des coûts de 3 millions de dollars et de 37 millions de dollars avant impôts ont été pris en compte dans les résultats des secteurs Pipelines de liquides et Siège social, respectivement, et ont été exclus des mesures comparables.

Incident à la borne kilométrique 14

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas, causant une fuite de 12 937 barils de pétrole brut. En juin 2023, nous avons achevé de récupérer tous les volumes relâchés et, en octobre 2023, nous avons rétabli le débit naturel de la rivière Mill Creek. Nous maintiendrons notre engagement pour ce qui est de la pratique, à long terme, d'activités de surveillance de l'environnement et de remise en état.

En décembre 2022, la PHMSA a délivré une ordonnance de mesures correctives et elle a par la suite délivré une ordonnance de mesures correctives modifiée en mars 2023. L'oléoduc fonctionne aux termes de l'ordonnance de mesures correctives modifiée, laquelle prévoit certaines restrictions de la pression manométrique. Conformément à l'ordonnance de mesures correctives modifiées, nous prévoyons être en mesure de respecter nos engagements contractuels visant Keystone.

Une analyse de la cause du bris a été menée par un tiers indépendant et cette analyse a été publiée le 21 avril 2023. L'analyse a révélé qu'un ensemble de circonstances extraordinaires se sont produites à l'emplacement du bris, dont l'origine probable remonte à la construction, la cause principale du bris étant une fissuration de fatigue. Un plan de travail correctif exhaustif est mis en œuvre, compte tenu des recommandations formulées dans l'analyse, afin d'améliorer l'intégrité de l'oléoduc ainsi que la sécurité du réseau.

Au 31 décembre 2022, nous avons comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales correctives de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités, montant qui a été ajusté à 794 millions de dollars en date du 30 juin 2023 à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris. Au 31 décembre 2023, l'estimation du coût des mesures environnementales correctives n'avait pas varié. Des polices d'assurance adéquates sont en place et nous croyons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes. Au 31 décembre 2023, nous avons reçu un produit d'assurance de 575 millions de dollars (néant en 2022) au titre des mesures environnementales correctives. Les coûts supplémentaires des mesures environnementales correctives comptabilisés au deuxième trimestre de 2023 comprenaient une somme de 36 millions de dollars que nous prévoyons recouvrer auprès de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive, et qui a été comptabilisée dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé des résultats. Ce montant a été exclu des mesures comparables.

Instances de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, trois clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En décembre 2022, la REC a rendu une décision relative à la plainte qui s'est traduite par un ajustement de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. La REC a instauré une procédure pour examiner la conformité de Keystone à la décision concernant la répartition des coûts liés aux agents réducteurs de frottement dans le calcul de la tarification variable.

En février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte. En conséquence, nous avons comptabilisé une charge avant impôts non récurrente de 57 millions de dollars qui rend compte des tarifs facturés entre 2018 et 2022. Ce montant a été exclu des mesures comparables. La FERC devrait rendre une décision définitive en 2024.

Port Neches

En mars 2023, le réseau d'oléoducs Port Neches Link a été mis en service, ce qui a permis de raccorder le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches et d'apporter une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de 630 000 b/j à la raffinerie de Motiva.

En décembre 2023, Motiva, qui est notre partenaire dans Port Neches LLC, a exercé son option visant à accroître sa participation dans cette entreprise. Par conséquent, notre participation a diminué, passant de 95 % à 74,9 % en contrepartie d'environ 25 millions de dollars US, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture.

Keystone XL

En septembre 2022, le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements a constitué officiellement un tribunal afin de traiter la requête d'arbitrage que nous avons déposée en vertu de l'ALENA. En avril 2023, le tribunal a suspendu les procédures, accédant à une requête du Département d'État des États-Unis visant à établir si les motifs de compétences de la cause pouvaient constituer une question préliminaire. Une audience portant sur les compétences en la matière est prévue pour le deuxième trimestre de 2024. En avril 2023, le gouvernement de l'Alberta a déposé sa propre requête d'arbitrage, qui sera entendue séparément de notre requête.

Les activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, qui se poursuivront en 2024, comprennent la cession et la préservation d'actifs. Nous continuerons de coordonner ces activités avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de nous assurer du respect de nos engagements en matière d'environnement et de réglementation.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Réseau d'oléoducs Keystone ¹	1 389	1 304	1 448
Pipelines en Alberta ²	70	71	87
Autres ¹	(2)	(9)	(9)
BAIIA comparable	1 457	1 366	1 526
Amortissement	(338)	(329)	(318)
BAII comparable	1 119	1 037	1 208
Postes particuliers :			
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(57)	(27)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(18)	(25)	(43)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(3)	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	4	118	(2 775)
Gain sur la vente de Northern Courier	—	—	13
Activités de gestion des risques	(34)	20	(3)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 011	1 123	(1 600)
BAIIA comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	382	383	417
Dollars US	796	754	884
Incidence du change	279	229	225
BAIIA comparable	1 457	1 366	1 526

1 Les résultats des activités de commercialisation des liquides étaient auparavant présentés séparément, mais ils ont trait presque entièrement aux activités de commercialisation du réseau d'oléoducs Keystone. Ces résultats ont été reclassés au poste « Réseau d'oléoducs Keystone » ci-dessus en 2022 et pour les périodes comparatives.

2 Les pipelines en Alberta regroupaient les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier. En novembre 2021, nous avons vendu notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier.

Le résultat sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 112 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, et il a augmenté de 2 723 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Ces chiffres tiennent compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 57 millions de dollars, avant impôts, en 2023 découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, et une charge de 27 millions de dollars, avant impôts, découlant de la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte déposée concernant les tarifs comptabilisés en 2021 et en 2022. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- des coûts de préservation et autres coûts de 18 millions de dollars, avant impôts, comptabilisés en 2023 (25 millions de dollars en 2022) et se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge avant impôts de 3 millions de dollars engagée en 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- un ajustement de 4 millions de dollars avant impôts en 2023 (118 millions de dollars en 2022) de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL comptabilisée en 2021 découlant de l'effet net du gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et des ajustements afférents à l'estimation des obligations contractuelles et légales liées aux activités d'abandon;

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,8 milliards de dollars, avant impôts, comptabilisée en 2021 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes par suite de la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales;
- un gain de 13 millions de dollars, avant impôts, en 2021 sur la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar américain en 2023 et 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités exercées aux États-Unis par rapport à 2022 et 2021, respectivement. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides en 2023 a été supérieur de 91 millions de dollars à celui de 2022, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la hausse des volumes contractuels et non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone;
- les apports à la hausse du réseau d'oléoducs Port Neches Link, qui a entrepris ses activités en mars 2023;
- le raffermissement du dollar américain dont il a été question précédemment.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides de 2022 a été inférieur de 160 millions de dollars à celui de 2021, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la baisse des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, ce qui a été compensé en partie par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance et par près de 20 000 b/j afférents à des contrats à long terme ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 ayant été commercialisés en avril 2022, représentant 10 000 b/j supplémentaires en septembre 2022;
- le résultat des activités de commercialisation des liquides a reculé en 2022 par rapport à 2021, en raison du rétrécissement des marges et de la contraction des volumes;
- la décision de la REC rendue relativement à une plainte déposée concernant les tarifs facturés en 2022;
- le raffermissement du dollar américain dont il a été question précédemment.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 9 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 11 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, ce qui s'explique principalement par le raffermissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable de 2024 devrait être équivalent à celui de 2023. Le BAIIA comparable de 2024 ne tient pas compte de l'incidence de la scission, car elle est assujettie à l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, à la réception de décisions fiscales favorables, à l'obtention d'autres approbations de la part des organismes de réglementation et au respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé un total de 44 millions de dollars en 2023, somme qui a été consacrée principalement à des projets d'investissement sur la côte américaine du golfe du Mexique et à nos pipelines en exploitation. Nous prévoyons investir environ 0,2 milliard de dollars en 2024.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Pipelines de liquides. Se reporter à la page 108 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Activités d'exploitation

L'exploitation de nos pipelines de liquides de façon sécuritaire et fiable, de même que l'optimisation de leur capacité disponible, sont des facteurs essentiels au succès du secteur. Toute interruption des activités pipelinières risque d'avoir une incidence sur la capacité d'expédition et de se traduire par notre incapacité à satisfaire à nos obligations liées aux volumes contractuels et à saisir des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer ces risques et les contrecoups possibles sur les communautés locales, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque environnemental, nous faisons des investissements de capitaux efficaces et nous misons sur du personnel hautement qualifié. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour veiller régulièrement à l'intégrité de nos pipelines et pour procéder à des réparations et à de l'entretien préventif s'il y a lieu.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur la conception, la construction, l'exploitation et la performance financière de nos pipelines de liquides. Les revirements de politiques gouvernementales peuvent influencer sur la capacité à faire croître nos activités. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole peut également avoir une incidence sur les processus de réglementation. Parallèlement, des particuliers et des groupes d'intérêt s'opposent à l'utilisation du pétrole pour la production d'énergie en exprimant leur désaccord face à la construction et à l'exploitation de pipelines de liquides. Le fait de modifier les exigences en matière d'environnement ou de réviser le processus de réglementation actuel peut avoir une incidence défavorable sur le moment de l'obtention des autorisations pour nos pipelines de liquides ou la possibilité de les obtenir. Pour gérer ces risques, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux en matière de réglementation et de politiques gouvernementales afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur de pipelines de liquides et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

Un recul de la demande de produits raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. À long terme, un resserrement des prix du pétrole brut pourrait par ailleurs inciter les producteurs à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport de liquides et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les clients, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport des liquides, plus particulièrement pour relier les approvisionnements croissants de pétrole brut entre les régions productrices et les marchés de demande en Amérique du Nord. Nous pouvons aussi faire face à la concurrence d'autres sociétés qui cherchent également à transporter du pétrole brut jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépendra ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Commercialisation des liquides

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et les activités de logistique passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. L'évolution des conditions de marché pourrait avoir une incidence négative sur la valeur de ces contrats de location de capacité sous-jacents et les marges réalisées. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également affecter la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise ».

Volatilité du marché

La nature cyclique des prix des produits de base peut jouer sur le rythme de l'expansion des activités de nos clients. Cela peut influencer sur la croissance de la production dans notre secteur, sur la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières. Nous cherchons à atténuer ce risque en passant des contrats à terme et en offrant des services de transports concurrentiels sur le marché.

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur Énergie et solutions énergétiques regroupe des actifs de production d'électricité, des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés ainsi que des technologies émergentes qui offrent des solutions à faibles émissions de carbone pour nos clients et le secteur d'activité.

Les activités du secteur Énergie et solutions énergétiques représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 4 600 MW au moyen de solutions nucléaires, solaires, éoliennes ou alimentées au gaz naturel. Ces actifs de production d'électricité sont pour la plupart visés par des contrats à long terme. Nos infrastructures énergétiques canadiennes sont situées en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, tandis que nos infrastructures énergétiques américaines sont situées au Texas. De plus, nous avons des CAE visant environ 400 MW aux États-Unis et au Canada auprès de centrales éoliennes et solaires. Nous continuons d'explorer des occasions liées aux actifs de production d'électricité et des occasions de conventions d'achat d'électricité (« CAE ») au Canada et aux États-Unis.

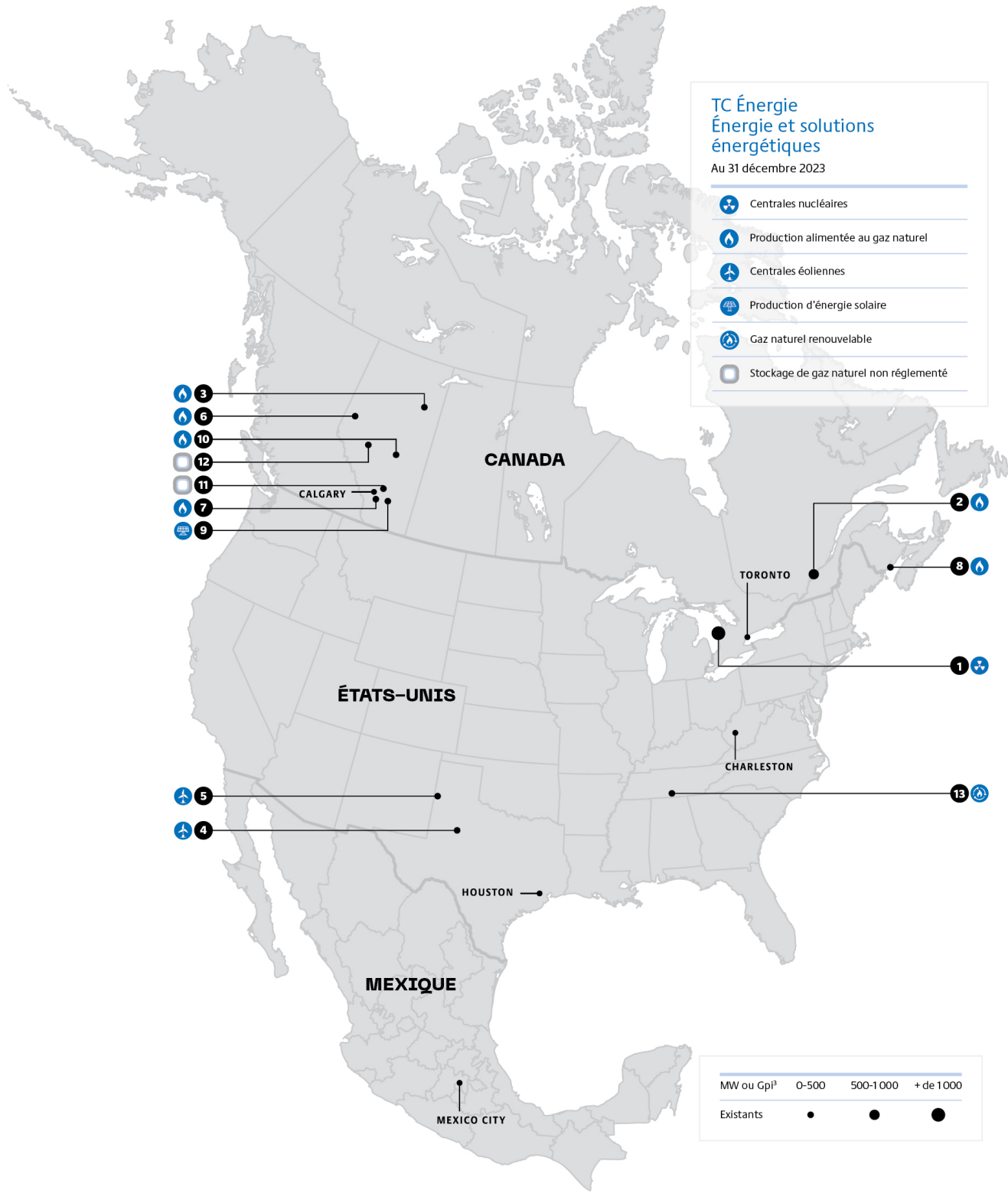
Par ailleurs, nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta.

Stratégie

Notre stratégie consiste à maximiser la valeur de notre portefeuille existant en maintenant la sécurité et l'excellence opérationnelle, tout en améliorant la durée de vie et la fiabilité de nos actifs. Au-delà de nos portefeuilles existants, nous porterons une attention particulière à nos investissements de capitaux dans les secteurs d'activité et les projets dont le cadre commercial est conforme à la proposition de valeur de TC Énergie, notamment les contrats à long terme et la tarification réglementée. Nous pensons qu'à long terme, à mesure que s'opèrera la transition énergétique, le besoin d'un approvisionnement fiable se fera grandissant. Nous pouvons jouer un rôle vital dans la transition énergétique et nous continuerons de développer nos compétences et nos capacités à l'égard des nouvelles technologies et des nouveaux marchés qui, selon nous, répondront à ces critères dans l'avenir et s'inscriront dans nos activités liées au gaz naturel.

Faits récents

- Dans le cadre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, le programme de RCP du réacteur 6 a été mené à terme et son exploitation commerciale a débuté au cours du troisième trimestre de 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget. En mars 2023, le réacteur 3 a été mis hors service et son programme de RCP a débuté au cours du deuxième trimestre de 2023. La base d'estimation définitive pour le programme de RCP du réacteur 4 a été soumise auprès de la SIERE au quatrième trimestre de 2023 et l'approbation a été obtenue le 8 février 2024.
- Acquisition de la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW et le parc éolien Blue Cloud de 148 MW.
- Achèvement de la construction du projet solaire de Saddlebrook de 81 MW et début de l'exploitation commerciale le 5 janvier 2024.
- Annonce de la poursuite de la réalisation du projet d'accumulation par pompage en Ontario avec notre partenaire potentiel, la Nation ojibway de Saugeen.



La capacité de production des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques s'élève à 4 642 MW (quote-part nette revenant à TC Énergie). Nous sommes l'exploitant de chacune des installations, à l'exception de Bruce Power.

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Actifs de production d'énergie					
1	Bruce Power ¹	3 170	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
2	Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. La production d'électricité est suspendue depuis 2008, mais nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant cette suspension.	100 %
3	Mackay River	207	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Fluvanna ²	155	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Scurry County, au Texas.	100 %
5	Blue Cloud ²	148	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Bailey County, au Texas.	100 %
6	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
7	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
8	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick.	100 %
9	Centrale solaire de Saddlebrook	81	énergie solaire	Centrale hybride de production d'énergie solaire située près d'Aldersyde, en Alberta.	100 %
10	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada					
11	Crossfield	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
12	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction					
Autres solutions énergétiques					
13	Lynchburg		GNR	Installation de production de GNR située à Lynchburg, au Tennessee	30 %

1 Notre quote-part de la capacité de production.

2 TC Énergie détient la totalité des participations de catégorie B et un investisseur en avantages fiscaux détient la totalité des participations de catégorie A, auquel un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Installations énergétiques au Canada

Production et commercialisation d'énergie au Canada

Nous détenons et exploitons des centrales de production d'électricité totalisant une capacité d'environ 1 200 MW au Canada ou des droits sur ces centrales, sans compter notre investissement dans Bruce Power. En Alberta, nous détenons cinq centrales : quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et une centrale d'énergie solaire. Nous maximisons les produits au moyen de l'exécution disciplinée d'une stratégie d'exploitation. Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser les résultats. Pour réduire le risque lié aux prix des produits de base relativement à l'électricité non liée à des contrats, nous vendons une partie de notre production sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables, le reste étant conservé pour être vendu sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. L'objectif de cette stratégie est de nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et de pouvoir saisir les occasions d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés. Nos deux installations énergétiques de cogénération d'électricité alimentées au gaz naturel de l'est du Canada, situées à Bécancour et à Grandview, font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 5 560 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. De ce fait, Bruce Power ne supporte aucun risque lié au combustible irradié. Nous détenons une participation de 48,3 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varieront surtout en raison de la mise à l'arrêt des réacteurs pour permettre la réalisation du programme de RCP ainsi que de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus.

Aux termes d'une entente à long terme conclue avec la SIERE, Bruce Power a entrepris une série d'investissements en vue de prolonger la durée de vie utile de ses installations jusqu'en 2064. Cette entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site. Selon les modalités de l'entente modifiée, qui a pris effet en 2016, Bruce Power a commencé à investir dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément aux programmes de remise à neuf à long terme. Les investissements dans le programme de gestion d'actifs doivent se traduire par un prolongement à court terme de la durée de vie utile des six réacteurs visés jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. Le programme de gestion d'actifs comprend pour sa part la remise à neuf ou le remplacement ponctuels des systèmes, structures ou composantes qui n'entrent pas dans le champ d'intervention du programme de RCP, axé sur le remplacement effectif de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs. Le programme de RCP vise à prolonger de 30 ans la durée de vie utile de chacun des six réacteurs.

Le programme de RCP du réacteur 6, premier volet du programme d'allongement du cycle de vie de six réacteurs, a commencé en janvier 2020 et son exploitation commerciale a repris au troisième trimestre de 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget malgré les enjeux liés à la pandémie de COVID-19. Le programme de RCP du réacteur 3, deuxième volet du programme de RCP, a commencé au premier trimestre de 2023 et devrait se terminer en 2026. Au quatrième trimestre de 2023, l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 4 a été soumise à la SIERE, qui a donné son approbation le 8 février 2024. Le programme de RCP du réacteur 4 devrait débuter au premier trimestre de 2025 et se terminer en 2028. Les investissements dans les programmes de RCP des trois autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

En parallèle avec le programme de RCP, le projet 2030 de Bruce Power 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 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. Le projet 2030 est organisé en trois phases, les deux premières étant déjà intégralement approuvées. La phase 1 a commencé en 2019 et devrait ajouter 150 MW à la capacité de production; la phase 2, qui a commencé au début de 2022, devrait y ajouter encore 200 MW.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power reçoit pour l'ensemble de ses réacteurs un prix contractuel uniforme qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE demande une réduction de la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

Le prix contractuel peut être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de RCP. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficacités de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Au 31 décembre 2023, aucune provision n'avait été constituée au titre des efficacités opérationnelles pour la période allant de 2022 à 2024, et aucune efficacité opérationnelle au chapitre des coûts n'a été réalisée pour la période allant de 2019 à 2021.

Bruce Power est un fournisseur mondial de cobalt-60, un isotope médical utilisé dans la stérilisation de matériel médical et pour traiter certains types de cancer. Le cobalt-60 est produit pendant la production d'électricité de Bruce Power et récolté, pendant certaines interruptions de service prévues pour entretien, à des fins médicales pour le traitement des tumeurs du cerveau et du cancer du sein. De plus, Bruce Power continue de faire avancer un projet visant à accroître la production d'isotopes à partir de ses réacteurs en mettant l'accent sur le lutétium-177, un autre isotope médical utilisé dans le traitement du cancer de la prostate et des tumeurs neuroendocrines. Ce projet est mené en collaboration avec un partenariat canadien en médecine nucléaire et la Nation ojibway de Saugeen dont le territoire traditionnel est celui où se trouvent les installations de Bruce Power.

Conventions d'achat d'électricité – Canada

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne et solaire d'environ 400 MW en Alberta et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires en offrant des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Installations énergétiques aux États-Unis

Production et commercialisation d'énergie au États-Unis

Notre production d'énergie éolienne s'établit à environ 300 MW et se situe au Texas. Ces activités sont concentrées dans les marchés du Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) et du Southwest Power Pool (SPP). Une partie de cette production d'énergie est vendue aux termes d'un contrat à prix fixe à long terme.

Notre entreprise de négociation et de commercialisation de l'énergie et des émissions aux États-Unis optimise la valeur de nos actifs et met à profit divers produits physiques et financiers sur les marchés de l'énergie et de l'environnement, tout en portant une attention particulière à la gestion des risques.

Conventions d'achat d'électricité – États-Unis

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne d'environ 400 MW aux États-Unis et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires en offrant des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Autres solutions énergétiques

Stockage de gaz naturel au Canada

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi³ en Alberta. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de nos activités de transport de gaz naturel et de nos activités américaines de stockage réglementées.

Le secteur canadien du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, tout en ajoutant de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel nous permettent également, ainsi qu'à nos clients, de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Notre secteur du stockage de gaz naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz naturel pour ces transactions.

FAITS MARQUANTS

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

Le réacteur 6, dont le programme de RCP a commencé en janvier 2020, a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget malgré les difficultés associées à la pandémie de COVID-19.

Le 1^{er} mars 2023, le réacteur 3 a été mis hors service et le programme RCP a débuté au cours du deuxième trimestre de 2023. La remise en service est attendue en 2026.

L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 4 a été soumise à la SIERE le 13 décembre 2023 et l'approbation a été obtenue le 8 février 2024. Le programme de RCP du réacteur 4 devrait débuter au cours du premier trimestre de 2025 et prendre fin en 2028.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons conclu des contrats visant la vente d'une capacité de 50 MW dans le cadre de notre solution de production d'énergie sans émission de carbone en mode 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, en Alberta. Les contrats, dont la durée varie de 15 à 20 ans, devraient débuter en 2025.

En novembre 2023, la majeure partie des 297 MW du parc éolien de Sharp Hills est arrivée au stade de l'exploitation commerciale, ce qui a entraîné l'entrée en vigueur de la CAE de 15 ans visant la totalité de l'énergie produite et les droits à tous les attributs environnementaux de l'installation.

Acquisitions de parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. De plus, le 14 juin 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Un investisseur en avantages fiscaux détient la totalité des participations de catégorie A de chacun de ces actifs d'exploitation, et un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie lui est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux. Ce pourcentage est comptabilisé à titre de bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle dans l'état consolidé des résultats.

Centrale solaire de Saddlebrook

Le 25 octobre 2023, nous avons achevé la construction de la centrale solaire de Saddlebrook de 81 MW située à proximité d'Aldersyde, en Alberta. Les activités de mise en service ont débuté, y compris la production d'électricité pour le marché albertain. L'exploitation commerciale intégrale a été atteinte le 5 janvier 2024. Le projet a été en partie financé par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta) et Lockheed Martin.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Le tableau qui suit présente la totalité du BAIIA comparable des actifs que nous détenons ou que nous détenons en partie, et que nous consolidons entièrement, ainsi que la quote-part du bénéfice des actifs dans lesquels nous détenons une participation et que nous ne consolidons pas.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Bruce Power ¹	680	552	397
Installations énergétiques au Canada	334	322	253
Stockage de gaz naturel et autres ²	6	33	19
BAIIA comparable	1 020	907	669
Amortissement	(92)	(72)	(78)
BAIL comparable	928	835	591
Postes particuliers :			
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	7	(17)	14
Gain sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	17
Activités de gestion des risques	69	15	6
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 004	833	628

1 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de Bruce Power.

2 Ces données comprennent nos participations sans contrôle dans des parcs éoliens au Texas, qui englobent des participations de catégorie A. Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 171 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 205 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- un recouvrement de 17 millions de dollars, avant impôts, de certains coûts auprès de la SIERE en 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020;
- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

En 2023, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 113 millions de dollars à celui de 2022. Cette hausse est attribuable à l'incidence des éléments suivants :

- les apports à la hausse de Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé, des coûts d'interruption inférieurs découlant du moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus ainsi que de la charge d'amortissement moindre, en partie contrés par la baisse de la production d'électricité et la hausse des charges d'exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- les résultats financiers supérieurs des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel et de la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- la diminution du résultat inscrit par les activités de stockage de gaz naturel et autres, imputable à l'augmentation des coûts liés aux activités d'expansion des affaires de l'ensemble du secteur.

En 2022, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 238 millions de dollars à celui de 2021; cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport positif de Bruce Power principalement attribuable à un prix contractuel plus élevé;
- l'amélioration du résultat des installations de production énergétique au Canada en raison surtout de la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta en 2022.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 20 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022, en raison surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023. L'amortissement pour 2022 a diminué de 6 millions de dollars par rapport à 2021, en raison de certains ajustements apportés en 2022.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAII comparable :			
Produits ¹	1 941	1 848	1 642
Charges d'exploitation	(917)	(924)	(922)
Amortissement et autres	(344)	(372)	(323)
BAIIA comparable et BAII comparable²	680	552	397
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	92 %	86 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	106	302	321
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	62	34	22
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	20 447	20 610	20 542
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	94 \$	89 \$	80 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE, le cas échéant.

2 Ces données représentent notre participation de 48,3 % dans Bruce Power et les coûts internes engagés pour soutenir cet investissement. Ces données ne tiennent pas compte des gains latents et pertes latentes sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs à la retraite et des activités de gestion des risques.

3 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP.

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

6 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en 2020, et ce réacteur a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 14 septembre 2023, en avance sur l'échéancier et conformément au budget. Le programme de RCP du réacteur 3 a débuté le 1^{er} mars 2023 et sa remise en service est prévue pour 2026.

Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4 a été mené à bien au deuxième trimestre de 2023 et celui du réacteur 8 a été réalisé au cours du quatrième trimestre de 2023. Le coût définitif et l'échéancier estimatif du programme de RCP du réacteur 4 ont été soumis à la SIERE le 13 décembre 2023, qui les a approuvés le 8 février 2024.

En 2022, des travaux d'entretien prévus de tous les réacteurs ont été réalisés. En 2021, des travaux d'entretien prévus des réacteurs 1 et 3 ont été réalisés et le réacteur 7 a été mis à l'arrêt à partir du quatrième trimestre.

PERSPECTIVES

BAlIA comparable

Le BAlIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques pour 2024 devrait être plus élevé que celui de 2023 du fait surtout de la quote-part accrue du bénéfice de Bruce Power en raison de l'incidence pour l'exercice complet du réacteur 6 après sa remise en service en septembre 2023 et de la hausse des prix contractuels prévue le 1^{er} avril 2024. Une diminution des prix de l'énergie en Alberta est attendue en 2024, ce qui réduira l'apport des installations énergétiques au Canada.

Le début des travaux d'entretien à Bruce Power pour 2024 est actuellement prévu au premier trimestre pour le réacteur 1 et au deuxième trimestre pour les réacteurs 5 à 8. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2024, exclusion faite du programme de RCP du réacteur 3, devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 %.

Dépenses en immobilisations

En 2023, nous avons engagé 0,9 milliard de dollars pour notre quote-part des programmes de RCP des réacteurs 3 et 6, pour la construction de la centrale solaire de Saddlebrook et pour d'autres projets d'investissement de maintenance dans tout le secteur. Nous prévoyons engager environ 0,9 milliard de dollars en 2024, principalement en lien avec notre quote-part des programmes de RCP des réacteurs 3 et 4 de Bruce Power.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Énergie et solutions énergétiques. Se reporter à la page 108 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement. Les activités de commercialisation du secteur se conforment à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise ».

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production physique d'électricité de nos installations énergétiques et de leur consommation de carburant est exposée à la volatilité des prix des produits de base. Ce risque est atténué par les contrats à long terme et les activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix alors en vigueur sur le marché.

Nos deux centrales alimentées au gaz naturel dans l'est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et aucune n'est exposée de manière significative à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. Comme les contrats visant ces actifs ont une échéance, nous ne savons pas si nous serons en mesure de les renouveler selon des modalités semblables, et il se pourrait que nos actifs soient exposés aux fluctuations des prix des produits de base.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Capacité disponible des centrales

L'exploitation de nos centrales de manière à offrir des services de façon sécuritaire et fiable de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible sont essentiels au succès continu des activités du secteur Énergie et solutions énergétiques. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien ainsi qu'une baisse de la production des centrales, un recul des produits et une réduction des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur les marchés réglementé et déréglementé au Canada et aux États-Unis. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, provinciaux et des États applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché ou des caractéristiques du marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, des coûts relatifs aux émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui pourraient avoir des incidences négatives sur les prix de l'électricité. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conformité

Des règles de marché, des règlements et des normes d'exploitation régissent nos installations énergétiques et varient selon le territoire où celles-ci sont implantées. Nos activités de négociation et de commercialisation peuvent être soumises à une concurrence et à des règles de conduite équitables de même qu'à des règles particulières qui s'appliquent aux transactions physiques et financières effectuées sur les marchés déréglementés. De même, les activités de maintenance, la disponibilité des générateurs et la livraison de l'électricité et des produits connexes de nos centrales peuvent être assujetties à des normes opérationnelles et techniques particulières. Bien que nous déployions des efforts considérables pour nous conformer à toutes les exigences légales applicables, il se produit parfois des situations entraînant un risque lié à la conformité telles que des difficultés opérationnelles imprévues, un manque de clarté des règles à suivre et l'application ambiguë et imprévisible des exigences par les organismes de réglementation et les autorités de surveillance du marché. Le non-respect réputé de ces exigences pourrait entraîner l'obligation de prendre des mesures d'atténuation, l'imposition de peines pécuniaires, la limitation de nos activités d'exploitation, voire des poursuites.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou de la météo, y compris les effets possibles des changements climatiques, est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité, en plus de limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité et la production de nos centrales alimentées au gaz naturel.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces ou des raccords de transmission régionaux. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité au Canada et aux États-Unis ainsi qu'à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. De nouveaux acteurs, traditionnels ou non, se joignent à l'économie florissante de l'énergie à faibles émissions de carbone en Amérique du Nord, et nous devons donc affronter leur concurrence dans le domaine de la construction de plateformes à faibles émissions de carbone dotées des caractéristiques financières et énergétiques requises pour fournir à la clientèle des solutions adaptées à ses besoins en matière de transition énergétique.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Nous contractons d'importants engagements en capital aux fins de l'aménagement d'infrastructures de production d'électricité, en présumant que ces actifs produiront un rendement intéressant sur le capital investi. Même si nous évaluons minutieusement l'ampleur et le coût prévu de nos projets d'investissement, nous sommes exposés au risque d'exécution et au risque de dépassement des coûts en capital, lesquels peuvent avoir une incidence sur le rendement que nous tirons de ces projets. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre une gouvernance de projets et des processus de surveillance exhaustifs et nous structurons les contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction avec des contreparties de bonne réputation.

Siège social

FAITS MARQUANTS

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En juin 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu sa décision dans le cadre d'une poursuite en recours collectif intentée par d'anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (CPG) relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a conclu que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que l'ancien conseil d'administration de CPG avait manqué à son obligation de diligence dans la surveillance du processus de vente et que TC Énergie s'est rendue complice de ces violations. Le tribunal a accordé un montant de 1 \$ US par action en dommages-intérêts aux demandeurs, et les dommages-intérêts totaux sont actuellement estimés à 400 millions de dollars US plus les intérêts prévus par la loi. L'exposé et l'argumentaire postérieurs au procès ont pris fin et une décision du tribunal sur la répartition des responsabilités entre TC Énergie et les anciens dirigeants de CPG devrait être rendue au cours du premier semestre de 2024. La direction prévoit interjeter appel après que le tribunal aura déterminé le total des dommages-intérêts et la part attribuée à TC Énergie.

Projet Focus

À la fin de 2022, nous avons lancé le projet Focus afin de cibler des possibilités d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité. À ce jour, nous avons cerné un large éventail de possibilités qui devraient améliorer la sécurité de même que la performance de l'exploitation et la performance financière à long terme.

Certaines initiatives ont été mises en œuvre en 2023, notamment le lancement d'un nouveau système de gestion opérationnelle simplifié à l'appui d'une performance accrue en matière de sécurité, d'efficacités dans certains processus liés aux projets d'immobilisations et de réduction des charges du siège social. Nous prévoyons mettre en œuvre d'autres initiatives au-delà de 2023, principalement dans notre secteur des gazoducs, qui profitera d'une productivité accrue, de coûts moins élevés et d'une augmentation des produits, la plupart de ces avantages devant être réalisés par nos clients. Nous avons également d'autres initiatives de sécurité dans le cadre d'un plan triennal d'amélioration de la sécurité.

En date du 31 décembre 2023, nous avons engagé des coûts de 124 millions de dollars avant impôts aux fins du projet Focus, soit principalement des honoraires de consultation externes et des indemnités de cessation d'emploi, dont une tranche de 65 millions de dollars a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats et retirée des montants comparables. Les coûts engagés restants comprennent un montant de 23 millions de dollars qui a été comptabilisé dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, avec des produits compensatoires à l'état consolidé des résultats au titre des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires, dont le solde net n'a pas eu d'incidence sur le résultat net. Un montant additionnel de 36 millions de dollars a été attribué aux projets d'investissement. Aucun honoraire de consultation important ne devrait être engagé en 2024.

Programme de sortie d'actifs

Le 4 octobre 2023, TC Énergie a conclu la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, ce qui a considérablement fait progresser notre plan de réduction de la dette. Nous continuons d'évaluer d'autres occasions de rotation du capital afin de renforcer davantage notre situation financière.

Budget fédéral 2023 du Canada

Le 28 mars 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté son budget de 2023. Dans le cadre de ce budget, plusieurs changements aux règles sur la déductibilité des intérêts, aux propositions d'un impôt minimum mondial et à d'autres mesures fiscales ont été annoncés. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie à court terme, mais nous continuons de suivre l'évolution de ces questions.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
BAIIA comparable et BAII comparable	(14)	(20)	(24)
Postes particuliers :			
Coûts liés au projet Focus	(65)	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(37)	—	—
Gains de change – prêts intersociétés ¹	—	28	41
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	(63)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(116)	8	(46)

¹ Montant constaté au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats.

En 2023, la perte sectorielle du siège social s'est établie à 116 millions de dollars, comparativement à un bénéfice sectoriel de 8 millions de dollars en 2022. En 2022, le bénéfice sectoriel du siège social s'est chiffré à 8 millions de dollars, comparativement à une perte sectorielle de 46 millions de dollars en 2021.

Le résultat sectoriel du siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge avant impôts de 65 millions de dollars comptabilisée en 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions;
- une charge avant impôts de 37 millions de dollars engagée en 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- des gains de change en 2022 et en 2021 sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces gains de change ont été inscrits dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable, car ils ont été entièrement compensés par des pertes de change correspondantes liées aux prêts intersociétés comptabilisées au poste « Gains (pertes) de change, montant net ». Se reporter à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour en savoir plus;
- en 2021, une charge de 63 millions de dollars avant les impôts liée au PDVR offert en 2021.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social se sont accrus de 6 millions de dollars en 2023, par rapport à une perte de 20 millions de dollars en 2022, du fait d'une diminution des frais judiciaires. Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social pour 2022 ont été semblables à ceux de 2021.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(895)	(776)	(712)
Libellés en dollars US	(1 692)	(1 267)	(1 259)
Incidence du change	(592)	(383)	(320)
	(3 179)	(2 426)	(2 291)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(261)	(189)	(85)
Intérêts capitalisés	187	27	22
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 253)	(2 588)	(2 354)
Postes particuliers :			
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(10)	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	(6)
Intérêts débiteurs	(3 263)	(2 588)	(2 360)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 675 millions de dollars en 2023 par rapport à ceux de 2022 et ont augmenté de 228 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable :

- des frais financiers à payer de 10 millions de dollars en 2023 découlant d'une charge avant impôts relative à la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone. Cette décision a été rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- une charge de 6 millions de dollars en 2021 relative à la facilité de crédit liée au projet Keystone XL pour la période postérieure à la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2023 ont été supérieurs de 665 millions de dollars à ceux de 2022, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme effectuées, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la hausse des taux d'intérêt sur notre dette à long terme qui porte intérêt à un taux variable;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2022 ont été supérieurs de 234 millions de dollars à ceux de 2021, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la hausse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme plus élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US.

Il y a lieu de se reporter à la section « Situation financière » pour un complément d'information.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	102	157	140
Libellée en dollars US	350	161	101
Incidence du change	123	51	26
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	575	369	267

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 206 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par la mise en service de projets d'expansion du réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE, ainsi qu'aux dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway en 2023, ce qui a été contrebalancé en partie par les projets mis en service dans le secteur Gazoducs – États-Unis. En raison du retard au titre d'une décision d'investissement finale, avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2023, nous avons suspendu la provision pour les fonds utilisés pendant la construction relativement aux actifs en cours de construction afférents aux projets de gazoduc Tula.

La provision pour les fonds utilisés durant la construction a augmenté de 102 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique en grande partie par l'augmentation des dépenses en immobilisations visant le réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars US découle de la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE et des dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, en partie contrebalancées par l'effet de la diminution des dépenses en immobilisations et des projets mis en service visant les gazoducs aux États-Unis.

Gains (pertes) de change, montant net

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	118	(8)	254
Postes particuliers :			
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(44)	—	—
Pertes de change – prêt intersociétés	—	(28)	(41)
Activités de gestion des risques	246	(149)	(203)
Gains (pertes) de change, montant net	320	(185)	10

Les gains de change se sont élevés à 320 millions de dollars en 2023, par rapport à des pertes de change de 185 millions de dollars en 2022 et à des gains de change de 10 millions de dollars en 2021. Les postes particuliers suivants sont exclus de notre calcul des gains (des pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable :

- les gains et les pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH depuis le deuxième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions;
- les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change;
- les pertes de change sur le prêt intersociétés libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'il a été remboursé en totalité à l'échéance. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés libellé en pesos et en dollars US ont été inclus dans le résultat comparable, de sorte que tous les montants s'annulent sans incidence sur le bénéfice net consolidé.

Se reporter aux sections « Risques financiers », « Instruments financiers » et « Transactions avec des parties liées » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Les gains de change inclus dans le résultat comparable se sont établis à 118 millions de dollars en 2023, comparativement à des pertes de change de 8 millions de dollars en 2022. La variation découle principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les gains réalisés plus élevés sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de change relatif aux passifs nets au Mexique;
- les pertes réalisées nettes plus élevées sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change plus élevées à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

Des pertes de change de 8 millions de dollars ont été incluses dans le résultat comparable en 2022, comparativement à des gains de change de 254 millions de dollars en 2021. La variation est principalement attribuable à l'effet net des éléments suivants :

- les pertes nettes réalisées en 2022, comparativement aux gains réalisés en 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change inscrites en 2022, comparativement aux gains inscrits en 2021, à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- les gains réalisés plus élevés sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de change relatif aux passifs nets au Mexique.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Intérêts créditeurs et autres	278	146	190
Poste particulier :			
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	(36)	—	—
Intérêts créditeurs et autres	242	146	190

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 96 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et ont diminué de 44 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. Les intérêts créditeurs et autres en 2023 tiennent compte d'un montant de 36 millions de dollars comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14, qui est une estimation du produit d'assurance au titre des mesures environnementales correctives que nous nous attendons à recevoir de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive. Cette charge a été exclue de notre calcul des intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 132 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la variation de la juste valeur d'autres placements restreints, en partie contrebalancées par la baisse des intérêts créditeurs en 2023 par suite du remboursement du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas en juillet 2022.

En 2022, les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont été inférieurs de 44 millions de dollars à ceux de 2021 en raison du refinancement, en mars 2022, du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas et du remboursement subséquent de ce prêt le 29 juillet 2022.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(1 037)	(813)	(830)
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	157	405	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	15	7	—
Coûts liés au projet Focus	17	—	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	6	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	6	12
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(25)	49	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	14	(123)	641
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	40	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	(196)	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	—	15
Vente de Northern Courier	—	—	6
Vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	—	(10)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	4	(3)
Activités de gestion des risques	(91)	32	49
(Charge) recouvrement d'impôts	(942)	(589)	(120)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2023 a augmenté de 353 millions de dollars par rapport à celle de 2022, laquelle s'était accrue de 469 millions de dollars par rapport à celle de 2021.

En plus de certaines des incidences fiscales qui se rapportent à des postes particuliers mentionnés ailleurs dans le présent rapport de gestion, la charge d'impôts sur le bénéfice comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

2023

- un recouvrement d'impôts de 157 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un recouvrement de 14 millions de dollars US au titre d'un impôt minimum lié à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

2022

- un recouvrement d'impôts de 405 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, déduction faite de certaines pertes fiscales latentes et non comptabilisées;
- une charge de 196 millions de dollars au titre du règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique;
- une charge d'impôts de 123 millions de dollars prise en compte dans la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL qui comprend un impôt minimum aux États-Unis de 96 millions de dollars lié à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

2021

- L'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2023 a augmenté de 224 millions de dollars comparativement à celle de 2022, en raison surtout de la hausse du bénéfice imposable, de l'exposition au change au Mexique et de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et les ajustements à l'inflation moins élevés au Mexique. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2022 a diminué de 17 millions de dollars comparativement à celle de 2021, principalement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et de l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement du bénéfice imposable et d'autres provisions pour moins-value.

(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre	Participations sans contrôle détenues au 31 décembre 2023	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)				
Columbia Gas et Columbia Gulf ¹	40,0 %	(143)	—	—
Portland Natural Gas Transmission System	38,3 %	(41)	(37)	(30)
Parcs éoliens au Texas	100 % ²	38	—	—
TC PipeLines, LP	néant ³	—	—	(60)
Participation sans contrôle rachetable	néant	—	—	(1)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(146)	(37)	(91)

1 Le 4 octobre 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à GIP.

2 Des investisseurs en avantages fiscaux détiennent 100 % des participations de catégorie A dans les parcs éoliens au Texas, auxquels un pourcentage des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué.

3 Avant l'acquisition conclue le 3 mars 2021, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP était de 74,5 %.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a progressé de 109 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022 du fait de l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf ainsi que de l'acquisition de parcs éoliens au Texas. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » et à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour obtenir des précisions.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 54 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021 par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie. Après l'acquisition, TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte détenue en propriété exclusive de TC Énergie.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars)			
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(107)	(140)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 14 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022 et de 33 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022 et en 2021, en partie compensé par l'augmentation des taux variables des dividendes sur certaines séries d'actions privilégiées.

Incidence du change

Incidence du change liée aux activités libellées en dollars US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2023, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Éléments des produits et charges libellés en dollars US, avant impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2023	2022	2021
BAIIA comparable			
Gazoducs aux États-Unis	3 248	3 142	3 075
Gazoducs au Mexique ¹	596	602	602
Pipelines de liquides	796	754	884
	4 640	4 498	4 561
Amortissement	(954)	(952)	(911)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 692)	(1 267)	(1 259)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	350	161	101
Participations sans contrôle et autres	(156)	(101)	(66)
	2 188	2 339	2 426
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,35	1,30	1,25

1 Exclut les intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui ont été entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Ces prêts intersociétés ont été remboursés en totalité en 2022.

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable, puisqu'une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs aux gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, ce qui donne lieu à des gains et pertes de change qui sont pris en compte dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé des résultats.

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent. Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US auprès d'un tiers, ce qui a donné lieu à une charge d'impôts libellée en pesos supplémentaire comparativement à 2022.

Les expositions qui précèdent sont gérées au moyen d'instruments dérivés de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste. L'incidence des dérivés portant sur le taux de change est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé des résultats. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour plus de précisions à ce sujet.

Les taux de change en vigueur à la fin de la période, pour un dollar US converti en pesos mexicains, étaient les suivants :

31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

Le tableau suivant résume l'incidence des gains et pertes de change transactionnels découlant des fluctuations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US et des dérivés connexes :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(83)	(32)	1
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	224	54	15
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(133)	(11)	4
	8	11	20

1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers et menons des activités de gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement et pour gérer notre structure du capital et nos cotes de crédit. Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de l'incidence qu'a notre cote de crédit sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités dans notre notice annuelle accessible sur le site Web de Sedar+ (www.sedarplus.ca).

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, aux activités de gestion du portefeuille, aux coentreprises, au financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Plan financier

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 31 milliards de dollars destiné à des projets garantis ainsi que nos projets en cours d'aménagement, qui doivent faire l'objet des approbations de la société et des organismes de réglementation. Comme il est indiqué dans la présente rubrique portant sur la situation financière, notre programme d'investissement devrait être financé par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- les sorties d'actifs;
- le financement de projets;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

De plus, au besoin, nous pourrions aussi avoir recours à des options de financement additionnelles, notamment l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé dans le cadre de notre RRD et des émissions distinctes d'actions ordinaires.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2023, notre actif à court terme s'élevait à 11,4 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 0,4 milliard de dollars, comparativement à 9,6 milliards de dollars au 31 décembre 2022. La variation du fonds de roulement s'explique avant tout par le produit tiré de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, ce qui a également donné lieu à une réduction des emprunts à court terme. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 9,6 milliards de dollars aux fins de la capacité de prélèvements à court terme, sur lesquelles aucun montant n'a été prélevé. Au 31 décembre 2023, nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,0 milliard de dollars pouvait encore être prélevée;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 1,5 milliard de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles aucun montant n'a été prélevé;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, notre programme de sortie d'actifs et notre RRD, si cela est jugé approprié.

Au 31 décembre 2023, soit notre actif total se chiffrait à 125,0 milliards de dollars, comparativement à 114,3 milliards de dollars au 31 décembre 2022, une augmentation qui reflète avant tout notre programme d'investissement, notre fonds de roulement et l'accroissement de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, partiellement contrebalancés par l'amortissement et l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2023, notre passif total s'établissait à 86,0 milliards de dollars, comparativement à 80,2 milliards de dollars au 31 décembre 2022, en raison de l'incidence nette des variations de la dette, du fonds de roulement et de l'affaiblissement du dollar américain au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022 relativement à la conversion de nos passifs libellés en dollars US.

Nos capitaux propres totalisaient 39,0 milliards de dollars au 31 décembre 2023, comparativement à 34,1 milliards de dollars au 31 décembre 2022. L'augmentation découle avant tout de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, facteur contrebalancé en partie par le bénéfice net, déduction faite des dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées, et la diminution des autres éléments du résultat étendu.

Structure du capital consolidé

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital :

aux 31 décembre				
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	Pourcentage du total	2022	Pourcentage du total
Billets à payer	—	—	6 262	7
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	52 914	54	41 543	45
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 678)	(4)	(620)	(1)
	49 236	50	47 185	51
Billets subordonnés de rang inférieur	10 287	10	10 495	11
Actions privilégiées	2 499	3	2 499	3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	27 054	27	31 491	35
Participations sans contrôle	9 455	10	126	—
	98 531	100	91 796	100

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, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2023, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument nos flux de trésorerie consolidés :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(12 287)	(7 009)	(7 712)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	8 093	487	(88)
	3 074	(147)	(910)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	94	53
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 058	(53)	(857)

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(207)	639	287
Fonds provenant de l'exploitation	7 061	7 014	7 177
Postes particuliers :			
Charge d'impôts exigibles sur la sortie d'une participation sans contrôle ¹	736	—	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	54	—	—
Décision réglementaires relatives à Keystone, déduction faite des impôts exigibles	53	27	—
Coûts au titre de la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides	40	—	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	36	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	196	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	14	20	40
Charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(14)	96	140
Programme de départ volontaire à la retraite, déduction faite des impôts exigibles	—	—	49
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 980	7 353	7 406

1 Correspond à la charge d'impôts exigibles découlant de l'application d'un taux d'environ 24 % au gain fiscal sur la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et de Columbia Gulf, contrebalancée par un recouvrement d'impôts reportés d'un montant équivalent, ce qui s'est traduit par une incidence nette nulle sur la charge d'impôts.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 893 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 515 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de la baisse des fonds provenant de l'exploitation.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos unités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 627 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement de la croissance du BAIIA comparable, de l'accroissement des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et des gains nets réalisés sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change, facteurs contrés en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 53 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, en raison principalement de l'accroissement des intérêts débiteurs et des pertes de change nettes réalisées sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change, facteurs compensés en partie par l'augmentation du BAIIA comparable.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(8 007)	(6 678)	(5 924)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(142)	(49)	—
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(4 149)	(2 234)	(1 210)
	(12 298)	(8 961)	(7 134)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(307)	—	—
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	250	(11)	(239)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	10	571	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	33	—	35
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	23	1 433	73
Montants reportés et autres	2	(41)	(447)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(12 287)	(7 009)	(7 712)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté entre 2022 et 2023, passant de 7,0 milliards de dollars à 12,3 milliards de dollars, en raison de la hausse des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation attribuable surtout à Coastal GasLink LP et de la hausse des dépenses en immobilisations en 2023.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué, passant de 7,7 milliards de dollars en 2021 à 7,0 milliards de dollars en 2022, en raison essentiellement de l'augmentation des autres distributions tirées de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait principalement à notre quote-part du remboursement de la dette de Sur de Texas, des recouvrements contractuels reçus en 2022 au titre de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021, ainsi que d'un prêt consenti à une de nos sociétés liées en 2021, facteurs partiellement contrebalancés par l'augmentation des dépenses en immobilisations en 2022.

Dépenses d'investissement ¹

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteurs :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Gazoducs – Canada	6 184	4 719	2 737
Gazoducs – États-Unis	2 660	2 137	2 820
Gazoducs – Mexique	2 292	1 027	129
Pipelines de liquides	49	143	571
Énergie et solutions énergétiques	1 080	894	842
Siège social	33	41	35
	12 298	8 961	7 134

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les flux de trésorerie liés à nos dépenses en immobilisations, à nos projets d'investissement en cours d'aménagement et à nos apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2023 pour les postes des états financiers qui représentent le total des dépenses d'investissement.

Dépenses en immobilisations

En 2023, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des travaux de construction du gazoduc Southeast Gateway, de l'expansion du réseau de NGTL, du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills, des projets de Columbia Gas et d'ANR et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2023 par rapport à 2022 reflète les dépenses liées à l'avancement des travaux de construction du gazoduc Southeast Gateway et des projets de Gillis Access et de Columbia Gas, en partie contrebalancées par la réduction des dépenses consacrées à l'expansion du réseau de NGTL.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2023 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient les dépenses liées aux projets du secteur Énergie et solutions énergétiques.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2023 comparativement à 2022, en raison surtout des prélèvements de 2 520 millions de dollars effectués sur le prêt subordonné par Coastal GasLink LP en 2023, lesquels sont comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2022 par rapport à 2021, principalement en raison des apports de capitaux propres à titre de coentrepreneur d'environ 1,3 milliard de dollars versés en 2022 à Coastal GasLink LP conformément aux ententes révisées visant Coastal GasLink LP. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions. Ce facteur a été en partie contrebalancé par les apports moindres à Iroquois en 2021.

Dans le cadre des activités de refinancement de la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, notre prêt intersociétés libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance à hauteur de 1,2 milliard de dollars et a ensuite été remplacé par un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait à ces activités de refinancement sont présentés au montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Transactions avec des parties liées » pour plus de précisions à ce sujet.

Acquisitions

Le 15 mars 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le 14 juin 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour plus de précisions à ce sujet.

Prêts à une société liée

Les prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net, représentent les émissions et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP visant à procurer des liquidités supplémentaires et du financement aux fins du projet Coastal GasLink. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Transactions avec des parties liées » pour plus de précisions à ce sujet.

Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL

En 2023, nous avons reçu des recouvrements contractuels de 10 millions de dollars (571 millions de dollars en 2022) découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021.

Produit de la vente d'actifs

En 2023, nous avons réalisé la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva Enterprises, pour un produit brut de 33 millions de dollars (25 millions de dollars US).

En 2021, nous avons mené à terme la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier pour un produit brut de 35 millions de dollars.

Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont trait principalement à notre quote-part des remboursements de la dette de Sur de Texas en 2022 et en 2021 et au rendement du capital investi découlant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Iroquois en 2023 et en 2022.

Après les activités de refinancement menées avec la coentreprise Sur de Texas susmentionnées, le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(6 299)	766	1 003
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	15 884	2 508	10 730
Remboursements sur la dette à long terme	(3 772)	(1 338)	(7 758)
Sortie de participations sans contrôle, déduction faite des coûts de transaction	5 328	—	—
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	(633)
Dividendes et distributions versés	(3 052)	(3 385)	(3 548)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	4	1 905	148
Actions privilégiées rachetées	—	(1 000)	(500)
Gains (pertes) sur le règlement d'instruments financiers	—	23	(10)
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	(15)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	8 093	487	(88)

En 2023, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 7,6 milliards de dollars par rapport à 2022, en raison essentiellement du montant net plus élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme, du remboursement de billets à payer et de la réception d'un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US) à la suite de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information.

En 2022, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 0,6 milliard de dollars par rapport à 2021, en raison essentiellement de l'accroissement du produit tiré des émissions d'actions ordinaires et de billets subordonnés de rang inférieur en 2022 ainsi que du rachat subséquent en 2021 de la participation sans contrôle rachetable au moyen des apports reçus en 2020 visant à soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, facteurs en partie contrebalancés par le montant net moins élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets à payer ainsi que par la hausse des rachats d'actions privilégiées.

Les principales transactions prises en compte dans nos activités de financement sont analysées plus en détail ci-après.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme en 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	400	Variable
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC³					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	Janvier 2028	500 US	Variable

1 Cet emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

2 Remboursables à vue à leur valeur nominale en mars 2024 ou en tout temps par la suite.

3 Le 4 octobre 2023, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Se reporter à note 24 « Participations sans contrôle » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Le 9 janvier 2024, Columbia Pipelines Holding Company LLC a émis des billets de premier rang non garantis de 500 millions de dollars US échéant en janvier 2034 et portant intérêt à un taux fixe de 5,68 %.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Octobre 2023	Billets de premier rang non garantis	625 US	3,75 %
	Septembre 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Novembre 2023	Emprunt à terme de non garanti	32 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	315 US	Variable

¹ En mai 2023, nous avons contracté un emprunt à terme non garanti de premier rang de 1 024 millions de dollars US et le montant total a été prélevé. L'emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2023, 2022 et 2021, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2023.

Rachat d'une participation sans contrôle rachetable

Le 8 janvier 2021, nous avons exercé notre option d'achat conformément aux modalités contractuelles et versé 497 millions de dollars US (633 millions de dollars) pour racheter les titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta qui étaient classés dans le passif à court terme au bilan consolidé au 31 décembre 2020. Cette transaction a été financée par des prélèvements sur la facilité de crédit liée au projet d'oléoduc Keystone XL.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Aux termes du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée. Le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD en 2023 s'est établi à environ 39 % (33 % en 2022), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 737 millions de dollars (607 millions de dollars en 2022) en actions ordinaires aux termes de ce régime.

Depuis le versement des dividendes déclarés le 27 juillet 2023, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Information sur les actions

au 9 février 2024

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	1,0 milliard	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	14,6 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	7,4 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	10 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	4 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,1 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,9 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	7 millions	4 millions

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2023.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,72 \$	3,60 \$	3,48 \$
par action privilégiée de série 1	0,86975 \$	0,86975 \$	0,86975 \$
par action privilégiée de série 2	1,62659 \$	0,82611 \$	0,50997 \$
par action privilégiée de série 3	0,4235 \$	0,4235 \$	0,42350 \$
par action privilégiée de série 4	1,46703 \$	0,66655 \$	0,34997 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,48725 \$	0,48725 \$
par action privilégiée de série 6	1,55993 \$	0,80668 \$	0,41622 \$
par action privilégiée de série 7	0,97575 \$	0,97575 \$	0,97575 \$
par action privilégiée de série 9	0,9405 \$	0,9405 \$	0,9405 \$
par action privilégiée de série 11	0,83775 \$	0,83775 \$	0,83775 \$
par action privilégiée de série 13	—	—	0,34375 \$
par action privilégiée de série 15	—	0,30625 \$	1,225 \$

Le 13 février 2024, nous avons majoré de 3,2 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,96 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2024, à l'intention des actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 mars 2024, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,84 \$ par action ordinaire.

Facilités de crédit

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 9 février 2024, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,8 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Emprunteur	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogéables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2028	3,0	2,8
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2024	2,5 US	2,3 US
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	2,5 US	2,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	2,0 ²	1,0 ²

1 La capacité inutilisée est présentée déduction faite du papier commercial en cours et des montants prélevés sur les facilités.

2 Ou l'équivalent en dollars US.

Au 9 février 2024, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit à vue confirmées consenties par un tiers dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 1,5 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paiements exigibles (par périodes)

au 31 décembre 2023					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	63 503	2 938	8 066	9 328	43 171
Contrats de location-exploitation ²	548	72	134	117	225
Obligations d'achat et autres	4 988	2 649	813	517	1 009
	69 039	5 659	9 013	9 962	44 405

1 Exclusion faite des frais d'émission et des ajustements de la juste valeur.

2 Compte tenu des versements futurs pour le siège social, divers bureaux, des services et du matériel ainsi que des engagements relatifs à des terrains et à des contrats de location découlant de la restructuration de l'entreprise. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.

Billets à payer

Le total des billets à payer en cours était de néant au 31 décembre 2023 (6,3 milliards de dollars en 2022).

Dettes à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2023, la dette à long terme s'élevait à 52,9 milliards de dollars (41,5 milliards de dollars en 2022) et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 10,3 milliards de dollars (10,5 milliards de dollars en 2022).

Nous nous efforçons d'échelonner le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de nos billets subordonnés de rang inférieur et de notre dette à long terme, exclusion faite des options de remboursement anticipé, est d'environ 18 ans.

Paiements d'intérêts

Les paiements d'intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2023 sont indiqués ci-après :

au 31 décembre 2023					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes à long terme	25 439	2 373	4 323	3 612	15 131
Billets subordonnés de rang inférieur	50 734	611	1 318	1 678	47 127
	76 173	2 984	5 641	5 290	62 258

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Nous avons conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire qui viennent à échéance entre 2024 et 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2023, la capacité totale prévue garantie en vertu des CAE était d'environ 800 mégawatts, la production étant assujettie à des facteurs de disponibilité opérationnelle et de capacité. Ces CAE ne répondent pas à la définition de contrats de location ou de dérivés. Les paiements futurs et leur calendrier ne peuvent pas être raisonnablement estimés, car ils dépendent du moment où certaines centrales connexes sont mises en service et de la quantité d'énergie produite. Certains de ces engagements d'achat prévoient des ventes compensatoires aux termes des CAE visant la totalité ou une partie de la production connexe de la centrale.

Obligations d'achat et autres

Au 31 décembre 2023, les paiements au titre des obligations d'achat et autres s'établissaient comme suit :

au 31 décembre 2023					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs – Canada					
Transport par des tiers ¹	1 685	177	363	341	804
Dépenses d'investissement ²	226	197	20	7	2
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	546	142	216	94	94
Dépenses d'investissement ²	340	314	26	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	1 312	1 312	—	—	—
Pipelines de liquides					
Transportation par des tiers ¹	43	26	17	—	—
Dépenses d'investissement ²	6	6	—	—	—
Autres	3	3	—	—	—
Énergie et solutions énergétiques					
Dépenses d'investissement ²	231	200	31	—	—
Autres ³	187	22	28	28	109
Siège social					
Autres	395	236	112	47	—
Dépenses d'investissement ²	14	14	—	—	—
	4 988	2 649	813	517	1 009

- 1 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.
- 2 Les montants comprennent principalement les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation destinés à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.
- 3 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport de carburant.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de l'entité propriétaire du gazoduc. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement la livraison de gaz naturel. Ces garanties peuvent être renouvelées en juin 2024 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2023, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 97 millions de dollars, pour une valeur comptable de moins de 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power peut être renouvelée en décembre 2025 et elle peut être prorogée pour des périodes successives de deux ans, la dernière période de renouvellement, d'une durée de trois ans, prenant fin en 2065.

Au 31 décembre 2023, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars, pour une valeur comptable de néant.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement, conjointement et solidairement ou exclusivement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des services de construction, y compris les conventions d'achat, et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en 2043.

Au 31 décembre 2023, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 80 millions de dollars, pour une valeur comptable de 3 millions de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

En 2023, nous avons cotisé 28 millions de dollars aux régimes de retraite à prestations déterminées, 9 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 64 millions de dollars au régime d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Au 31 décembre 2023, les lettres de crédit fournies afin de satisfaire aux exigences de solvabilité du régime de retraite à prestations déterminées canadien totalisaient 244 millions de dollars (322 millions de dollars en 2022; 322 millions de dollars en 2021).

En 2024, nous ne prévoyons cotiser aucun montant aux régimes de retraite à prestations déterminées et nous nous attendons à cotiser environ 6 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 70 millions de dollars aux régimes d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous ne prévoyons pas fournir de lettres de crédit supplémentaires en faveur du régime DB canadien afin de satisfaire aux exigences de solvabilité.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite a été ramené à 20 millions de dollars en 2023, contre 57 millions de dollars en 2022, en raison surtout de l'incidence de la hausse des taux d'intérêt.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence significative sur notre situation de trésorerie ni sur notre situation financière.

Autres renseignements

SURVEILLANCE DES RISQUES ET GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

La gestion des risques est au cœur de toutes les activités de TC Énergie et fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons les risques au moyen d'un programme de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer systématiquement les risques, notamment les risques liés à la durabilité, susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'atteinte de nos objectifs stratégiques.

Ce programme vise à gérer les risques qui pèsent sur la mise en œuvre de nos stratégies commerciales ou qui en découlent, ainsi qu'à favoriser les pratiques nous permettant de détecter les nouveaux risques et d'en faire le suivi. Plus précisément, le programme et le cadre de gestion des risques d'entreprise établissent un processus de bout en bout aux fins de la détection, de l'analyse, de l'évaluation et de l'atténuation des risques, ainsi qu'aux fins du suivi en continu et des rapports au conseil, au chef de la direction et aux vice-présidents directeurs, y compris le chef de la gestion des risques.

Le conseil assume la surveillance générale de tous les risques d'entreprise, comme il est mentionné plus bas, et assure la surveillance directe de la réputation et des relations, de l'incertitude politique et réglementaire, de la stratégie de répartition du capital, de la réalisation des projets et des coûts en capital. Le conseil examine le registre des risques d'entreprise chaque année et il est informé chaque trimestre des nouveaux risques et de la façon dont ces risques sont gérés et atténués, en conformité avec la propension et la tolérance au risque de TC Énergie. Il participe également, au besoin ou sur demande, à des présentations détaillées qui portent sur chacun des risques d'entreprise mentionnés dans le registre des risques d'entreprise.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil d'administration, supervise le programme de gestion des risques d'entreprise et assure une surveillance adéquate de nos activités de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers, notamment les risques liés à la durabilité, dans le cadre de leur mandat. Plus précisément :

- le comité des ressources humaines encadre le renouvellement des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération pour assurer la concordance de nos politiques en matière de ressources humaines et de main-d'œuvre et de nos pratiques en matière de rémunération avec notre stratégie globale;
- le comité SSDE veille aux risques relatifs à l'exploitation, à la mise en œuvre de projets d'envergure, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l'environnement, y compris les risques liés au climat;
- le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction, y compris le risque de marché, le risque de crédit lié aux contreparties et la cybersécurité.

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace. Pour chacun des risques d'entreprise, un membre de l'équipe de haute direction est responsable de la gouvernance et de la réalisation et doit présenter au conseil une évaluation approfondie chaque année.

Les principaux risques financiers et liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement qui sont particuliers à chaque secteur d'exploitation sont analysés dans les sections respectives du présent rapport de gestion. De plus, notre gestion de la gouvernance, de la stratégie, des risques et occasions, des mesures et des cibles liés au climat sont décrits à la rubrique détaillée établie selon les critères du TCFD de notre Rapport sur la durabilité. Certains des risques d'entreprise qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur nos objectifs stratégiques sont résumés ci-après. Ces risques font l'objet d'une surveillance continue dans le cadre de notre solide programme de gestion des risques d'entreprise, qui comprend un réseau de responsables des risques émergents occupant des postes clés dans l'ensemble de l'organisation et qui sont chargés de repérer les risques potentiels à l'échelle de l'entreprise, lesquels sont signalés dans un rapport trimestriel au conseil d'administration.

Dans le cadre de notre engagement envers l'amélioration continue du programme de gestion des risques d'entreprise, nous avons déterminé des indicateurs clés de risque (« ICR ») pour les événements porteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur notre capacité d'atteindre nos objectifs stratégiques et nous progressons actuellement en vue de leur adoption. Ces paramètres établiront un ensemble d'indicateurs pertinents qui fourniront des mesures quantifiables et un raisonnement objectif, ainsi qu'une tendance significative, pour chaque risque d'entreprise. Les ICR serviront à éclairer l'évaluation en profondeur des risques d'entreprise effectuée chaque année par le conseil.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Interruption des activités</p> <p>Les risques opérationnels tels que les pannes et défaillances de matériel, les conflits de travail, une pandémie et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, d'actes de terrorisme ou de sabotage et des excavations par des tiers sur l'emprise de nos pipelines.</p>	<p>Ces risques sont susceptibles de réduire les produits et d'accroître les coûts d'exploitation, d'entraîner des frais juridiques, réglementaires ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne peuvent être recouvrées à même les droits, les contrats ou l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière. Certains événements pourraient donner lieu à un risque de blessures ou de décès et de dommages matériels et écologiques.</p>	<p>Notre système de gestion, le SGOT, prévoit des exigences et des processus structurés pour notre travail quotidien afin d'assurer notre protection et celle de nos collègues, de notre milieu de travail et de nos actifs, des collectivités où nous sommes présents et de l'environnement. Le SGOT établit des pratiques de gestion des risques opérationnels afin de réduire au minimum l'exposition aux risques et les défaillances opérationnelles, et nous l'améliorons constamment à la lumière des nouvelles connaissances issues du suivi du rendement de nos actifs, des apprentissages tirés des incidents externes et des travaux effectués en collaboration dans le secteur et avec les organismes de réglementation. Le SGOT comprend des programmes de sécurité des processus, de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises qui visent à permettre à TC Énergie de réagir efficacement aux événements qui posent un risque opérationnel, de réduire les pertes et les blessures et d'améliorer sa capacité de reprendre ses activités d'exploitation. Ces mesures sont appuyées par notre programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise correspondants pour assurer la continuité des processus. Bien que nous disposions d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer une certaine partie des risques auxquels nous sommes exposés, il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.</p>
<p>Cybersécurité</p> <p>Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Nous devons toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité et nous pourrions être exposés à divers événements touchant la cybersécurité dirigés contre notre technologie de l'information ou nos actifs physiques. Ce risque a monté d'un cran en raison de l'adoption plus rapide des technologies et de l'évolution des conflits géopolitiques. Les méthodes employées pour obtenir des accès non autorisés, désactiver ou dégrader des services ou encore saboter des systèmes sont en constante évolution et il peut être difficile de les prévoir ou de les détecter, ce qui crée des vulnérabilités nouvelles ou inattendues. Cela s'est traduit par une réglementation plus stricte en matière de cybersécurité dans les territoires où nous exerçons nos activités.</p>	<p>Une cyberattaque pourrait exposer notre entreprise à un large éventail de pertes, notamment l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques. Cela pourrait aussi être lourd de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs et causer des incidents relatifs à la sécurité et/ou à l'environnement. Une attaque d'envergure pourrait aussi ruiner notre réputation, entraîner un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation et/ou notre situation financière.</p>	<p>Nous avons établi une stratégie et un programme de cybersécurité exhaustifs qui sont conformes aux normes des organismes de réglementation et de l'industrie. Notre stratégie est examinée et actualisée régulièrement, et un rapport sur l'état de notre programme de cybersécurité est présenté au comité d'audit chaque trimestre. Ce programme comprend une gouvernance encadrée par des politiques et des normes, l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour détecter les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme étoffé de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés et des entrepreneurs. Nous avons souscrit une assurance qui peut couvrir les pertes imputables aux dommages matériels causés à nos installations par suite d'un événement touchant la cybersécurité, mais l'assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Réputation et relations</p> <p>Aux fins de nos activités et de nos perspectives de croissance, nous devons entretenir des relations étroites avec nos principales parties prenantes, telles que les clients, les collectivités autochtones, les propriétaires fonciers, les fournisseurs, les investisseurs, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales.</p>	<p>Une mauvaise gestion des attentes des parties prenantes et des enjeux qui leur importent, y compris en ce qui concerne le climat et la durabilité, peut avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation et nos projets, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général. Cela pourrait aussi entacher notre réputation et nuire à notre capacité d'exercer nos activités et de prendre de l'expansion.</p>	<p>Nos valeurs fondamentales, soit la sécurité, l'innovation, la responsabilité, la collaboration et l'intégrité, nous guident dans l'établissement et le maintien de nos principales relations et dans nos interactions avec les parties prenantes. Nous sommes fiers des relations étroites que nous avons tissées avec les parties prenantes partout où nous sommes présents, et nous cherchons continuellement à les resserrer. En plus de nos valeurs fondamentales, nous avons élaboré des programmes et des politiques qui façonnent nos interactions, clarifient les attentes, évaluent les risques et facilitent l'atteinte de résultats mutuellement avantageux. En outre, notre gestion de la gouvernance, de notre stratégie, des risques et occasions, de nos mesures et de nos objectifs liés au climat sont décrits dans notre Rapport sur la durabilité annuel.</p>
<p>Incertitude politique et réglementaire</p> <p>Notre capacité de construire et d'exploiter des infrastructures énergétiques nécessite des autorisations réglementaires et est tributaire des politiques et des règlements établis par les organismes gouvernementaux de niveau fédéral, étatique, provincial et local, qui sont en constante évolution. Cela comprend les modifications réglementaires susceptibles d'avoir une incidence sur nos projets et nos activités d'exploitation dans l'avenir, ce qui pourrait influencer sur le rendement financier de nos actifs.</p>	<p>Les effets défavorables sur nos positions concurrentielles, sur les plans géographique et commercial, pourraient nous empêcher d'atteindre nos objectifs de croissance en raison de l'échec ou de la perte d'occasions de croissance interne, de nouvelles occasions ou de possibilités existantes. Les conséquences financières des refus ou de retards de projets pourraient inclure la perte de coûts d'aménagement, la perte de confiance des investisseurs et d'éventuels frais juridiques en cas de poursuites. La réglementation pourrait également entraîner une hausse des coûts liés à notre exploitation en raison de l'obligation de respecter des règles nouvelles ou plus strictes, ce qui nous empêcherait de dégager un rendement raisonnable sur notre capital investi.</p>	<p>Nous nous tenons au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation et d'affaires gouvernementales afin d'analyser leur effet possible sur nos entreprises. Nous intégrons des analyses de scénarios à nos perspectives stratégiques et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.</p> <p>Nous repérons les nouveaux risques, notamment les décisions des clients, des organismes de réglementation et des autorités gouvernementales, ainsi que les technologies novatrices, et nous faisons rapport au conseil sur la gestion de ces risques chaque trimestre dans le cadre du programme de gestion des risques d'entreprise. Nous utilisons aussi ces informations pour éclairer notre stratégie de répartition du capital et nous adapter à l'évolution de la conjoncture du marché.</p>
<p>Accès au capital à un coût concurrentiel</p> <p>Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer notre portefeuille de projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance, et ce, à des coûts suffisamment inférieurs à nos rendements sur le capital investi. Une détérioration importante et prolongée de la conjoncture du marché et une attitude moins favorable des investisseurs et des prêteurs pourraient entraver notre accès à des capitaux à un coût concurrentiel. L'instabilité géopolitique, les taux d'intérêt élevés et l'inflation persistante pourraient exacerber les pressions sur notre coût du capital dans l'avenir.</p>	<p>Un coût du capital plus élevé pourrait nuire à notre capacité de produire un rendement intéressant sur le capital investi ou freiner notre croissance à court terme et à long terme. Des hausses importantes des taux d'intérêt pourraient faire augmenter notre coût d'emprunt et ainsi avoir un effet négatif sur notre résultat.</p>	<p>Nous exerçons nos activités dans le cadre de nos moyens financiers et de notre tolérance au risque, maintenons un large éventail de leviers de financement et nous faisons aussi des sorties d'actifs un volet de notre programme de financement. En outre, nous entretenons une relation franche et proactive avec les membres de la communauté financière, y compris les agences de notation, dans le but d'écouter leurs commentaires et de les tenir au courant de l'évolution de nos activités et de leur transmettre des informations exactes au sujet des perspectives, des risques et des défis qui nous concernent, et de faire le point sur les questions liées à la durabilité. La durabilité demeure un aspect clé dans l'établissement de la stratégie, dans la répartition du capital et dans le recours aux marchés financiers. Nous menons chaque année des recherches sur les préférences en matière de durabilité des investisseurs et de nos partenaires financiers, et nous en tenons compte dans nos décisions.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Stratégie de répartition du capital</p> <p>Pour être concurrentiels, nous devons offrir des services d'infrastructures énergétiques complets dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, pour les formes d'énergie que recherchent les clients. Nous continuons d'adapter notre stratégie afin de protéger nos entreprises et d'en améliorer les fondations.</p>	<p>Si les formes d'énergie de remplacement à plus faibles émissions de carbone devaient se traduire par une baisse de la demande visant nos services qui soit plus rapide que notre rythme d'amortissement, la valeur de nos actifs d'infrastructures énergétiques pourrait en souffrir.</p>	<p>Notre portefeuille d'actifs est diversifié et nous avons recours à la gestion de portefeuille pour assurer une rotation du capital efficace tout en respectant nos préférences en matière de risque et en mettant l'accent sur les mesures par action. Nous menons des analyses pour confirmer la résilience à long terme de l'offre et de la demande sur les marchés que nous desservons dans le cadre des mesures fondamentales liées à l'énergie et des évaluations d'aménagements stratégiques. Nous recouvrons l'amortissement par les tarifs réglementés de nos pipelines, ce qui représente un moyen important d'accélérer ou de ralentir le remboursement de capital lié à une partie considérable de nos actifs. De plus, nous restons à l'affût des indications, notamment celles qui viennent des clients, des autorités de réglementation et des décisions gouvernementales, ainsi que des technologies novatrices afin d'éclairer notre stratégie de répartition du capital et de nous adapter à l'évolution de la conjoncture du marché.</p>
<p>Réalisation de projets et coûts en capital</p> <p>Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes, y compris les pénuries de main-d'œuvre qualifiée et des retards liés aux conditions météorologiques qui peuvent se répercuter sur les coûts et le calendrier des projets, sur la base de l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.</p>	<p>Bien que nous déterminions minutieusement le coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital et au calendrier pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.</p>	<p>Notre programme de gouvernance de projets vient appuyer la réalisation des projets et l'excellence opérationnelle. Le programme est harmonisé avec le SGOT qui établit un cadre et des normes en vue d'optimiser la réalisation des projets et de favoriser le respect des délais et du budget. Nous préférons établir une structure contractuelle pour nos projets afin de recouvrer les coûts d'aménagement si un projet est abandonné et mettre en place des mécanismes d'atténuation si des dépassements de coûts surviennent. Cependant, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous partageons ou assumons le coût de ces risques. De plus, nous pouvons avoir recours à du financement de projet ou à des partenaires dans le cadre de nos projets afin de gérer le capital exposé à un risque.</p>
<p>Attraction et rétention du personnel, et planification de la relève</p> <p>La mise en œuvre de notre stratégie nécessite des compétences essentielles, dont une compréhension approfondie du secteur de l'énergie, du contexte géopolitique et des divers cadres réglementaires des endroits où nous exerçons nos activités. Le marché de la main-d'œuvre connaît actuellement des transformations importantes qui obligent les entreprises à s'adapter, à faire preuve de souplesse et à assurer un suivi constant de leurs stratégies liées au personnel.</p>	<p>Des difficultés liées au personnel pourraient avoir de lourdes conséquences sur l'organisation en faisant augmenter les coûts et diminuer la productivité, ainsi qu'en nuisant à sa capacité de livrer concurrence efficacement sur le marché. Cela pourrait aussi nous empêcher d'atteindre nos objectifs stratégiques.</p>	<p>Pour évaluer notre risque lié au personnel, nous utilisons un cadre fondé sur des données et des tendances afin d'établir le niveau d'importance. La conclusion de cette évaluation nous permet de déterminer les programmes qui donneront les meilleurs résultats en termes d'attraction, de rétention et de perfectionnement du personnel. Des plans visant à bonifier nos initiatives de planification de la main-d'œuvre sont en cours de réalisation.</p>

Changements climatiques

Les risques physiques et les risques de transition associés aux changements climatiques pourraient aggraver les risques d'entreprise décrits dans le tableau qui précède. Les politiques sur les changements climatiques et les effets connexes pourraient avoir des conséquences sur notre entreprise, nos activités, notre situation financière et notre rendement. Nous surveillons l'évolution des politiques climatiques importantes et les faits nouveaux connexes et faisons rapport sur ceux-ci dans le cadre de notre programme de gestion des risques d'entreprise pour donner une vue d'ensemble à la direction et au conseil d'administration ainsi que pour veiller à ce que les plans d'atténuation soient appliqués d'une manière globale et cohérente.

Risques physiques

Les risques physiques auxquels sont exposés nos actifs sont notamment les phénomènes météorologiques violents, les incendies de forêt et les modifications à long terme des tendances climatiques, des températures et des précipitations. Il est toutefois difficile de prévoir la fréquence et la gravité de ces événements ou les moments où ils se produiront. Les risques physiques découlant des changements climatiques pourraient entraîner des conséquences financières, par exemple des coûts attribuables aux dommages directement causés à nos actifs et la perte de produits en raison d'une interruption des activités, ou des effets indirects comme une perturbation de la chaîne de valeur. Nos primes et nos franchises d'assurance pourraient augmenter, ou la couverture d'assurance disponible pourrait diminuer, pour nos actifs situés dans des régions à risque de connaître des phénomènes météorologiques violents.

Nous passons en revue périodiquement nos normes techniques pour faire en sorte que les actifs continuent d'être conçus et exploités de sorte à résister aux conséquences possibles des changements climatiques. Nos plans d'intervention d'urgence sont axés sur l'intervention rapide et efficace en cas d'urgence et sur l'atténuation rapide des conséquences. Nous conservons une couverture d'assurance afin de réduire les conséquences financières si nos actifs sont endommagés par des phénomènes météorologiques violents.

Risques liés à la transition

Les risques liés à la transition découlent du virage mondial vers une économie plus durable et à plus faibles émissions de GES. Ils englobent les risques liés à la réglementation, au cadre légal, aux technologies, au marché et à la réputation. Ces risques comprennent notamment les modifications des trajectoires de l'offre et de la demande d'énergie, la cadence et la fiabilité des avancées technologiques, l'évolution des politiques et des réglementations en matière de décarbonation, ainsi que la perception par les parties prenantes de notre rôle dans la transition vers une économie qui produit moins d'émissions de GES. Parmi les conséquences financières des risques liés à la transition, il pourrait y avoir la dépréciation d'actifs en raison de règles nouvelles ou modifiées liées au climat, des obligations d'information accrues sur les changements climatiques, une plus grande volatilité des prix des produits de base, une réduction de la demande de combustibles fossiles, des difficultés à obtenir les permis requis pour nos projets et l'accès limité aux capitaux ou le coût plus élevé de ceux-ci. Notre performance financière pourrait aussi se ressentir de l'évolution des exigences des consommateurs ainsi que de la conception et du déploiement de nouvelles technologies.

Nous gérons notre exposition au risque de transition lié aux changements climatiques et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de notre modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faible risque selon laquelle la majeure partie de nos produits est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme. Nous tenons compte des risques liés à la transition dans la planification des investissements, la gestion des risques financiers et les activités d'exploitation et nous travaillons à réduire l'intensité des émissions de GES provenant de nos activités actuelles.

De plus, nous évaluons la résilience financière de notre portefeuille d'actifs selon une fourchette de résultats futurs dans le cadre de notre planification stratégique. Nous étudions des technologies, mettons en œuvre des stratégies et intégrons des cibles de réduction des émissions de GES dans notre cadre d'affectation du capital et notre processus décisionnel.

Pour obtenir des informations sur la façon dont nous gérons les risques et les occasions liés au climat, il y a lieu de consulter notre Rapport sur la durabilité annuel.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, le risque lié à l'exécution des projets d'envergure, les risques liés à la sécurité au travail, à la sécurité des processus, à la durabilité et à la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et il veille à la conception et à la mise en application des systèmes, des programmes et des politiques de SSDE par des rapports réguliers de la direction. Nous avons recours à un système de gestion intégré qui définit un cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, normes et procédures en la matière.

Le système de gestion opérationnelle de TC Énergie, le SGOT, met à contribution les meilleures pratiques et normes de l'industrie et intègre les exigences réglementaires applicables. Le SGOT encadre les questions de santé, de sécurité, d'environnement et d'intégrité opérationnelle au sein de TC Énergie. Il s'applique partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique, il couvre tout le cycle de vie de nos actifs et il comporte un cycle d'amélioration continue. Des audits périodiques du SGOT, qui s'appliquent à nos actifs canadiens, sont menés par la REC et les conclusions de ces audits sont partagées et appliquées à l'ensemble de nos réseaux, le cas échéant.

Le comité SSDE examine la performance et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des mises à jour et des rapports sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSDE;
- la performance de l'exploitation;
- l'intégrité des actifs;
- les incidents majeurs touchant la sécurité au travail et la sécurité des processus;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité au travail et à la sécurité des processus;
- notre programme de santé et sécurité et d'hygiène du travail, qui englobe la santé physique et mentale;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- l'environnement, y compris la biodiversité et la remise en état des terres;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe, notamment en ce qui concerne l'environnement;
- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les changements climatiques ou les risques d'interruption des activités, comme les pandémies, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TC Énergie;
- les questions touchant la durabilité, notamment les risques et les occasions d'ordre social et environnemental et ceux qui concernent les changements climatiques ainsi que la communication volontaire d'information au public, par exemple notre Rapport sur la durabilité et notre plan d'action en matière de réconciliation.

Afin d'améliorer notre structure de gouvernance globale, nous avons scindé notre comité SSDE en deux comités distincts qui font rapport au comité SSDE du conseil :

- un comité de gestion de la durabilité qui offre un leadership et une orientation stratégiques sur les questions de durabilité;
- un comité d'exploitation qui est responsable de prendre des décisions d'entreprise venant appuyer la gouvernance du système de gestion, les améliorations stratégiques du système et la gestion des risques opérationnels en ce qui concerne les questions de sécurité et d'environnement.

La durabilité comme priorité

En 2022, nous avons intégré des objectifs en matière de durabilité à notre tableau de bord afin de faire progresser nos principales priorités stratégiques, notamment la croissance et la transition énergétique. Notre tableau de bord de 2023 comprend des objectifs qui touchent la sécurité, la présence des femmes et des minorités visibles au sein de la direction et la gestion de nos émissions de GES. Notre approche en matière de durabilité est dictée par nos neuf engagements en phase avec les Objectifs de développement durable des Nations Unies, qui comprennent des cibles concrètes pour mesurer et favoriser la performance en ce qui concerne, notamment, la réduction des émissions, les femmes à des postes de direction, la biodiversité et la sécurité. Nous sommes résolus à présenter des informations équilibrées et transparentes au sujet de nos progrès à l'égard de ces cibles, chaque année, dans notre Rapport sur la durabilité.

Nous démontrons aussi notre engagement envers la durabilité en lançant volontairement des initiatives. En mai 2023, la société s'est jointe à Catalyst, un organisme sans but lucratif mondial qui soutient les entreprises en proposant des solutions et des stratégies pour accélérer les progrès des femmes grâce à l'inclusion en milieu de travail. En juin 2023, la société a terminé un projet pilote pour le Groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Task Force on Nature-based Financial Disclosures, « TNFD ») en vue de l'élaboration d'un cadre d'information sur les dépendances, les conséquences, les risques et les occasions liés à la nature. En juillet 2023, la société est devenue signataire des Principes d'autonomisation des femmes (Women's Empowerment Principles, « WEP ») des Nations Unies, renforçant ainsi son engagement à favoriser un milieu de travail inclusif, sûr et productif pour tous les membres de son personnel. En signant les WEP, la société s'engage à respecter les sept principes fondamentaux et à prendre des mesures pour promouvoir l'égalité des genres dans son milieu de travail et dans la collectivité.

Notre Plan d'action pour la réconciliation, y compris la mise à jour de 2022, énonce six objectifs mesurables pour faire progresser la réconciliation, tant à l'interne que dans les collectivités où nous exerçons nos activités. En 2023, notre conseil consultatif autochtone, dont les membres représentent les points de vue des Autochtones de partout au Canada, a donné des avis sur des stratégies, des approches et des tactiques concernant des aspects centraux, dont la formation et l'emploi, le recrutement et la sous-traitance, ainsi que les relations et les partenariats.

Santé, sécurité et intégrité des actifs

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos pipelines et notre infrastructure liée à l'énergie et aux solutions énergétiques demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits, exploités et entretenus en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences, réglementaires et internes, imposées.

En 2023, nous avons engagé 2,1 milliards de dollars (1,6 milliard de dollars en 2022) pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, montant qui comprend des dépenses liées au programme de modernisation dans notre secteur Gazoducs – États-Unis. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations menées en continu du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs réglementés par la REC sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, les variations de ces dépenses sont habituellement sans incidence sur notre résultat. De même, aux termes des contrats visant le réseau d'oléoducs Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien et peuvent habituellement être recouvrées à même les tarifs approuvés par la FERC.

Les dépenses liées à la sécurité des processus et à l'intégrité nous permettent de réduire les risques pour les employés, les entrepreneurs, le public, l'équipement et l'environnement immédiat et aussi d'éviter toute perturbation des services énergétiques offerts à nos clients.

Ainsi qu'il est décrit à la rubrique « Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise » plus haut, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des urgences dans le cadre du SGOT. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés et des entrepreneurs, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement. Nous sommes déterminés à protéger la santé et la sécurité de toutes les personnes qui participent à nos activités. Notre programme de santé et sécurité et d'hygiène du travail établit des stratégies exhaustives de promotion et de protection de la santé. Nous avons à cœur la mise en œuvre de programmes efficaces qui :

- réduisent les conséquences humaines et financières des maladies et des blessures;
- garantissent l'aptitude au travail;
- accroissent la résilience des travailleurs;

- développent la capacité organisationnelle en mettant l'accent sur le bien-être individuel, l'éducation sanitaire, le soutien aux dirigeants et l'amélioration des conditions de travail pour soutenir une main-d'œuvre productive;
- accroissent la sensibilisation au bien-être psychologique, offrent différentes formes de soutien et des formations en matière de santé et de bien-être aux employés et aux dirigeants, mesurent le succès des programmes et améliorent la santé mentale;
- font la promotion d'une culture de sécurité positive en favorisant la performance des personnes et de l'organisation pour renforcer nos mécanismes de défense culturels et concevoir des systèmes tolérants à l'erreur afin de mieux protéger les membres de notre personnel.

Risques, respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Grâce à la mise en application du SGOT, TC Énergie assure une gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs. Nous menons des évaluations environnementales de nos projets, notamment des études sur le terrain qui portent sur les ressources naturelles existantes, la biodiversité et l'utilisation des terres le long de l'empreinte du projet proposé, par exemple la végétation, les sols, la faune, les ressources hydrauliques, les milieux humides et les aires protégées. Nous prenons en compte les informations recueillies lors des évaluations environnementales, et lorsque des habitats sensibles ou des zones de grande valeur en termes de biodiversité sont relevés, nous appliquons les principes de 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 les perturbations, nous restaurons et remettons en état la zone perturbée et nous fournissons des compensations si nécessaire. Dans le but d'assurer la conservation et la protection de l'environnement durant la construction, les renseignements obtenus aux fins des évaluations environnementales servent à élaborer des plans de protection de l'environnement propres à chaque projet. Chaque fois qu'il existe un potentiel d'interaction entre une installation ou un pipeline proposé et les ressources en eau, nous effectuons des évaluations afin de comprendre la nature et l'étendue de ces interactions. Lorsque nous utilisons temporairement de l'eau pour tester l'intégrité de nos pipelines, nous respectons des exigences réglementaires strictes et veillons à ce que l'eau respecte les normes de qualité applicables avant d'être rejetée ou éliminée, et lorsque nos activités de construction impliquent la traversée de plans d'eau, nous mettons en œuvre des mesures de protection pour éviter ou réduire au minimum les effets négatifs potentiels. Les plans de projet sont communiqués aux parties prenantes et aux communautés autochtones, le cas échéant, et la participation de ces groupes nourrit les évaluations environnementales et les plans de protection.

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

- l'évolution de la réglementation et des exigences, ainsi que la hausse des coûts associés aux effets sur l'environnement;
- le rejet de produits, notamment de pétrole brut, de diluant ou de 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 sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, susceptibles de nuire à nos activités.

Nos actifs sont assujettis à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des espèces menacées, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Dans le cadre de l'exploitation de nos actifs, nous devons obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et nous plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Le SGOT prévoit l'obligation pour TC Énergie d'assurer une surveillance continue de nos installations afin d'assurer le respect de toutes les exigences importantes en matière d'environnement prévues par les lois et règlements de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous respectons aussi toutes les exigences importantes en matière d'obtention de permis prévues par les lois et règlements dans le cadre de la définition 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 susceptibles d'entraver notre capacité d'exercer efficacement nos activités, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est très ardu d'évaluer avec exactitude le moment et l'ampleur de nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement ainsi que de leurs interprétations et de leur application;
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2023, les charges à payer relativement à ces obligations, compte non tenu des charges à payer liées à l'incident à la borne kilométrique 14, totalisaient 19 millions de dollars (20 millions de dollars en 2022), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités significatives actuelles en matière d'environnement. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Changements climatiques et réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2023, nous avons comptabilisé des charges de 109 millions de dollars (118 millions de dollars en 2022) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives et politiques ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification, de même que les politiques mises en œuvre, et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui permettent la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique. Nos actifs situés sur certains territoires sont actuellement soumis à des règles sur les émissions de GES, et nous prévoyons que le nombre de nos actifs visés par de telles règles continuera d'augmenter au fil du temps et pour l'ensemble de notre réseau. L'évolution de la réglementation pourrait se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation ou d'autres charges, ou encore par des dépenses en immobilisations plus élevées pour assurer le respect de nouveaux règlements ou de règlements en voie de modification. Les rubriques suivantes qui portent sur les politiques territoriales existantes et les politiques prévues décrivent certaines des politiques existantes et prévues les plus pertinentes pour nos activités.

Politiques des autorités compétentes en vigueur

Canada

- *Gouvernement fédéral* : Le règlement d'ECCC sur la réduction des émissions de méthane qui définit des obligations de réduction des émissions de méthane au moyen de modifications touchant l'exploitation et l'équipement est entré en vigueur en janvier 2020. Ce règlement vise une réduction des émissions du secteur du pétrole et du gaz jusqu'à un niveau de 40 % à 45 % inférieur aux émissions de 2012 d'ici 2025. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont élaboré leurs propres règlements sur les émissions de méthane et ceux-ci remplacent la réglementation fédérale pour les actifs assujettis à la réglementation provinciale. Le règlement fédéral sur la réduction des émissions de méthane s'applique aux installations assujetties à la réglementation fédérale dans ces provinces. La conformité au règlement nécessitera une fréquence accrue des levés aux fins de la détection et du colmatage des fuites, des travaux visant à réparer des composants d'équipement identifiés comme présentant des fuites selon les délais prescrits, et des mesures effectuées pour quantifier les réductions des émissions. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement pour le moment.
- *Gouvernement fédéral* : Le gouvernement du Canada a élaboré le Règlement sur les combustibles propres (le « RCP »), qui vise des réductions des émissions de GES avec un champ d'application réduit pour n'inclure que les combustibles liquides, ce qui n'aura pas d'incidence directe sur TC Énergie. Le RCP permet de générer des crédits pour le secteur des combustibles gazeux qui serviraient d'incitatifs à réduire les émissions de GES. Le RCP a été finalisé en juin 2022 et est entré en vigueur en juillet 2023. Les parties assujetties à la réglementation et celles qui génèrent des crédits ont exprimé des inquiétudes quant à l'incertitude qui entoure la disponibilité et la reconnaissance des crédits pour les périodes 2023 et 2024 en raison de mises à jour à venir, comme les directives incomplètes sur l'utilisation des terres et la biodiversité et la mise à jour du modèle d'analyse du cycle de vie d'ECCC attendue en juillet 2024. Dans le contexte de ces mises à jour, le traitement diligent des demandes relatives à l'intensité en carbone, le nombre limité d'organismes de vérification accrédités en vertu du RCP et la clarté générale concernant les éléments clés de la mise en œuvre réussie du RCP soulèvent des préoccupations. Nous continuerons de suivre attentivement ce dossier et d'être actifs auprès des décideurs canadiens, et nous évaluerons l'étendue des répercussions à mesure que les informations seront rendues disponibles.
- *Gouvernement fédéral* : Le règlement sur le STFR fédéral impose une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établit des niveaux de référence fédéraux pour les émissions de GES de différents secteurs d'activité. Ce règlement fédéral est actuellement en vigueur dans la province du Manitoba. En raison du programme fédéral, nos actifs partout au Canada sont assujettis à une tarification du carbone et les coûts associés à ces programmes sont recouverts par l'entremise des tarifs. Le prix du carbone s'établit actuellement à 65 \$ la tonne et il augmentera de 15 \$ la tonne chaque année pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030.
- *Gouvernement fédéral* : De nouvelles exigences visant les demandes relatives aux projets assujettis à la réglementation fédérale sous l'égide de l'Agence d'évaluation d'impact ont été établies sous la forme de l'évaluation stratégique des changements climatiques, selon laquelle les promoteurs d'un projet doivent fournir un plan crédible décrivant la manière dont le projet atteindra des émissions nettes nulles d'ici 2050. La REC a publié une version révisée de son Guide de dépôt qui intègre l'évaluation stratégique des changements climatiques, notamment l'exigence que les projets réglementés par la REC ayant une durée de vie allant au-delà de 2050 présentent aussi un plan crédible pour atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050. Nous élaborons et présentons nos réponses à cette exigence au cas par cas dans le cadre de nos demandes relatives aux projets.
- *Colombie-Britannique* : La Colombie-Britannique a instauré une taxe sur les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Nous sommes assujettis à cette taxe, mais nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits. La Colombie-Britannique a aussi établi un programme appelé The CleanBC Program qui offre des paiements incitatifs ou des rabais sur les taxes pour les activités industrielles qui atteignent un niveau prédéterminé d'intensité des émissions. Dans le cadre de ce programme, une partie de la taxe sur le carbone payée par l'industrie est affectée au financement d'incitatifs pour rendre les activités d'exploitation moins polluantes au moyen d'analyses comparatives de la performance ou du financement de projets de réduction des émissions.
- *Alberta* : En Alberta, le règlement intitulé Technology Innovation and Emissions Reduction (« TIER ») est entré en vigueur en janvier 2020. Aux termes du règlement TIER, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Tous nos gazoducs ainsi que nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques en Alberta y sont assujettis au cadre réglementaire du système TIER. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs canadiens réglementés à même les droits. Une partie des coûts de conformité de nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.

- **Québec** : Le Québec a élaboré un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (la « WCI »). Au Québec, notre centrale de cogénération de Bécancour est assujettie à ce programme, tout comme les installations gazières du réseau principal au Canada et de TQM. Le gouvernement provincial attribue des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences ont été satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Pour les actifs gaziers du réseau principal au Canada et de TQM au Québec, des instruments de conformité ont été achetés, ou le seront, afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI, et ces coûts liés à la conformité sont recouverts à même les droits.
- **Ontario** : Le gouvernement de l'Ontario et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral a été remplacé en Ontario, le 1^{er} janvier 2022, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario. Le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario s'applique aux activités du réseau principal au Canada en Ontario, et les coûts liés à ce programme seront recouverts à même les droits.
- **Saskatchewan** : En septembre 2022, le gouvernement de la Saskatchewan et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral a été remplacé en Saskatchewan, le 1^{er} janvier 2023, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan pour les actifs du secteur du transport par pipeline. Ce programme s'applique aux activités du réseau principal au Canada et du réseau de Foothills en Saskatchewan, et les coûts liés à ce programme sont recouverts à même les droits.

États-Unis

- **Gouvernement fédéral** : Le 2 décembre 2023, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« USEPA ») a publié une règle définitive qui vient modifier et compléter la série de règles « New Source Performance Standards – Subpart OOOO » sur les émissions de composés organiques volatils et de méthane pour le secteur pétrolier et gazier. La règle, appelée « règle sur le méthane », définit des normes de performance pour les sources créées, modifiées ou reconstruites après le 6 décembre 2022 (OOOOb) et établit des lignes directrices en matière d'émissions pour les sources qui existaient avant le 6 décembre 2022 (OOOOC). Aux termes de la section OOOOC, les États devront soumettre leurs plans pour se conformer aux lignes directrices en matière d'émissions pour les sources existantes à l'USEPA dans les 24 mois suivants la publication de la règle définitive, et les postes de compression existants devront se conformer aux nouvelles lignes directrices d'un État au plus tard 36 mois après le dépôt du plan de cet État auprès de l'USEPA. La règle sur le méthane prévoit des obligations de détection et de colmatage des fuites pour les composantes fugitives, une norme sur les régulateurs pneumatiques à émissions nulles, des limites d'émissions pour les compresseurs alternatifs et centrifuges, et un programme de rapports de tiers facilité par l'USEPA afin d'identifier les cas de décharge de gaz massive (programme des super émetteurs). Les normes OOOOb s'appliqueront à un nombre limité d'installations, et les coûts de conformité devraient dorénavant être intégrés dans les installations nouvelles et modifiées. Les normes OOOOC devraient s'appliquer à un grand nombre d'installations existantes, mais les répercussions de la règle sont encore en cours d'évaluation, et les dates butoirs pour la conformité varieront selon les États ou les régions pour les sources existantes.
- **Gouvernement fédéral** : Version définitive du plan « Good Neighbor » pour les normes nationales de qualité de l'air ambiant relatives à l'ozone. L'USEPA a publié la version définitive de la règle « Good Neighbor » le 15 mars 2023, qui est entrée en vigueur le 4 août 2023. Celle-ci fixe de nouvelles limites pour les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) des moteurs à combustion interne alternatifs d'ici le 1^{er} mai 2026. D'après les évaluations réalisées jusqu'à présent, la règle définitive pourrait nécessiter l'installation de contrôles catalytiques ou de contrôles de la combustion à faibles émissions dans les moteurs, à un coût de plus de 500 millions de dollars US. Cependant, sept cours du circuit fédéral ont accepté de suspendre l'application de la règle sur le territoire qui relève de leur compétence jusqu'à ce que des décisions soient rendues sur le fond dans le cadre de ces procédures¹, et une demande de suspension d'urgence est toujours en instance à la Cour suprême des États-Unis.
- **Californie** : Les installations de Tuscarora sont assujetties au programme de détection et de colmatage des fuites du California Air Resources Board, qui oblige les propriétaires et les exploitants d'installations pétrolières et gazières à surveiller et à colmater les fuites de méthane. En janvier 2020, les seuils de fuite nécessitant le colmatage aux termes de ce programme ont été abaissés. La Californie s'est aussi dotée d'un programme de plafonnement et d'échange des GES associé à celui du Québec par l'intermédiaire de la WCI. Toutes les installations de Tuscarora tombent sous le seuil de participation obligatoire au programme de plafonnement et d'échange des GES.

¹ Les sept cours du circuit ayant accordé des suspensions pour l'intégralité des procédures sont les suivantes : 4e circuit (Virginie-Occidentale), 5e circuit (Texas, Louisiane, Mississippi), 6e circuit (Kentucky), 8e circuit (Arkansas, Missouri, Minnesota), 9e circuit (Nevada), 10e circuit (Oklahoma, Utah) et 11e circuit (Alabama).

- *Pennsylvanie* : Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie s'est doté d'un programme de détection et de colmatage des fuites pour les nouvelles installations, selon lequel les fuites devront être colmatées dans les 15 jours suivant leur découverte.
- *Pennsylvanie* : En avril 2022, le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie (le « PADEP ») a publié la version définitive des exigences et des limites d'émissions relatives aux technologies de contrôle raisonnablement disponibles (Reasonable Available Control Technologies - « RACT ») pour les grandes sources stationnaires de NO_x et de composés organiques volatils (« COV ») partout dans l'État. Quatre installations de Columbia Gas Transmission sont touchées par cette règle, et les avis initiaux et les évaluations au cas par cas relatifs à ces installations ont été soumis au PADEP avant le 31 décembre 2022. Les évaluations au cas par cas visaient à déterminer si les sources pouvaient obtenir un nouveau permis au taux d'émissions réduit ou si l'installation de contrôles allait être nécessaire pour qu'elles soient conformes. Les installations de Columbia Gas Transmission ont pu obtenir un nouveau permis au taux d'émissions réduit en fonction des données sur les émissions de cheminée historiques, et l'installation de contrôles aux fins de la conformité n'a pas été nécessaire.
- *Ohio* : En mars 2022, le département de la protection de l'environnement de l'Ohio (l'« OEPA ») a finalisé les exigences et les limites relatives aux RACT pour les émissions de NO_x provenant de sources stationnaires dans la zone de non-conformité de Cleveland. Columbia Gas Transmission a quatre installations dans la zone de non-conformité de Cleveland, dont deux sont touchées par cette règle. Une étude sur les RACT a été soumise pour une des installations assujetties à la règle, décrivant les étapes à suivre et le coût pour l'installation des contrôles d'ici mars 2025 aux fins de la conformité à la règle. L'autre installation assujettie à la règle doit effectuer des mises au point annuelles pour être conforme.
- *Oregon* : Le gouverneur de l'Oregon a promulgué un décret qui vise à réduire et à réglementer les émissions de GES en établissant des cibles de réduction annuelles, en élaborant un nouveau programme de plafonnement et de réduction des émissions de carbone et en resserrant les normes sur les combustibles propres le 1^{er} janvier 2022. Le Department of Environmental Quality de l'État a recommandé une version définitive du règlement à la Commission sur la qualité de l'environnement (l'« EQC ») et l'EQC a approuvé le programme, duquel sont toujours dispensées nos installations et leurs émissions.
- *Maryland* : En novembre 2020, le département de l'environnement du Maryland (« MDE ») a finalisé un programme de réglementation des émissions de méthane visant les installations gazières, nouvelles et existantes, qui comprend un programme de détection et de colmatage des fuites, des exigences de contrôle des émissions et d'information, ainsi qu'une obligation d'informer non seulement le MDE, mais aussi le public, de tout incident dépassant un seuil déterminé. Nous avons un poste de compression alimenté à l'électricité et les tronçons de pipelines qui s'y rattachent qui sont touchés par ce règlement.
- *Washington* : Vers la fin de 2022, le département de l'écologie de l'État de Washington a adopté le programme de plafonnement et d'investissement (Cap-and-Invest Program ou « CIP »), qui est entré en vigueur en janvier 2023 et qui crée un programme exhaustif fondé sur le marché visant à réduire la pollution par le carbone et à atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES établis par le parlement de l'État. Le CIP fixe une limite décroissante, ou un plafond, pour l'ensemble des émissions de carbone de l'État et oblige les entreprises à obtenir des quotas équivalant à leurs émissions de GES visées. Aux termes du CIP, les entreprises sont incitées à réduire leurs émissions pour éviter des coûts de conformité plus élevés, puisque le coût pour obtenir des quotas augmentera alors que la quantité de quotas disponibles diminuera au fil du temps. Trois postes de compression de GTN sont touchés, et les coûts liés au CIP sont principalement attribuables aux prévisions de débit et de consommation de carburant, de même qu'à la volatilité des prix sur le marché des quotas du CIP nouvellement établi. En tant que participant actif au marché des quotas du CIP, GTN a respecté son obligation de conformité de base pour 2023.
- *Washington* : Le Code des bâtiments commerciaux de l'État de Washington a adopté une interdiction visant à limiter l'utilisation de fournaies et de chauffe-eau alimentés au gaz naturel dans tous les nouveaux immeubles commerciaux et résidentiels comptant quatre étages ou plus à compter de juillet 2023.
- *New York* : Le 2 février 2022, le département de la conservation de l'environnement de New York (le « NY DEC ») a adopté la règle intitulée 6 NYCRR Part 203, « Oil and Natural Gas Sector », qui est entrée en vigueur le 3 mars 2022, et la première période de conformité a débuté le 1^{er} janvier 2023. La règle Part 203 réglemente les émissions de COV et de méthane du secteur pétrolier et gazier. Les exigences de conformité comprennent la détection des fuites et la réparation des puits de stockage exploités, des postes de compression ainsi que des compteurs et des détendeurs; les avis de purge; les rapports sur les activités de raclage; et un inventaire de référence de tous les actifs dans l'État de New York.

Mexique

- La loi sur les changements climatiques généraux (General Climate Change Law ou « LGCC ») crée divers instruments de politique publique, dont le registre national des émissions et les règlements y afférents, qui permettent la compilation des renseignements sur les émissions de composés et de GES des différents secteurs productifs du pays. Selon la définition qu'en donne la LGCC, l'inventaire national des émissions est le document qui contient l'estimation des émissions anthropogéniques par les sources et de l'absorption par les puits au Mexique. En vertu de cette loi, nous devons déclarer nos émissions chaque année.
- Le gouvernement du Mexique a publié un règlement qui établit des lignes directrices concernant la prévention et le contrôle des émissions de méthane du secteur des hydrocarbures. Les entreprises doivent établir un programme exhaustif de prévention et de contrôle des émissions de méthane (Program for the Comprehensive Prevention and Control of Methane Emissions ou « PPCIEM ») qui consiste notamment à répertorier les sources de méthane, à quantifier les émissions de référence et à estimer les réductions des émissions de GES attendues des activités de prévention et de contrôle des émissions. Aux termes de ce règlement, le PPCIEM, dans le cadre duquel les pratiques opérationnelles et technologiques sont adoptées, doit fixer un objectif de réduction de l'intensité des émissions de GES devant être atteint dans un délai d'au plus six années civiles à compter de la mise en place du PPCIEM. TC Énergie a élaboré et appliqué le PPCIEM à toutes ses installations au Mexique en 2020.
- Le secrétariat de l'environnement et des ressources naturelles a publié une entente visant l'établissement graduel d'un système de commerce des émissions au Mexique et la conformité avec la LGCC. Il prend la forme d'un projet-pilote sur trois ans, de 2020 à 2022, qui permet au secrétariat de mettre à l'essai la conception et les règles du système ainsi que d'évaluer son fonctionnement, puis de proposer des ajustements en vue de la phase opérationnelle après 2022.

Politiques à venir

Canada

- *Gouvernement fédéral* : ECCC s'est engagé à étoffer la réglementation actuelle portant sur la réduction des émissions de méthane et a publié en décembre 2023 un projet de modifications visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier canadien d'au moins 75 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2030. Le projet de modifications établit une approche fondée sur les risques pour la détection et le colmatage des émissions fugitives, interdit toute mise à l'air sauf dans des cas précis et offre une approche de rechange fondée sur la performance qui fait appel à la surveillance continue. TC Énergie a relevé plusieurs éléments à améliorer et à clarifier. Nous demanderons des clarifications et des ajustements et, en collaboration avec les associations sectorielles, nous participerons au processus de consultation publique. La réglementation actualisée devrait prendre effet le 1^{er} janvier 2027 et les exigences entreraient en vigueur progressivement jusqu'en 2030. Nous continuerons de peaufiner nos stratégies de gestion des émissions internes et de mettre à jour nos plans de conformité pour les faire concorder avec les modifications réglementaires attendues.
- *Gouvernement fédéral* : En décembre 2023, ECCC a publié un Cadre réglementaire pour plafonner les émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier qui s'appuie sur un document de travail de juillet 2022 pour contribuer à l'atteinte des objectifs liés au climat fixés pour 2030 et de la carboneutralité en 2050. Le cadre propose la mise en œuvre d'un système national de plafonnement et d'échange afin de plafonner les émissions attribuables aux sous-secteurs en amont et du GNL dans une fourchette de 35 % à 38 % sous les niveaux de 2019, avec une certaine souplesse en matière de conformité pouvant atteindre de 20 % à 23 % sous le niveau des émissions de la même année de référence. Bien que les gazoducs soient exclus du cadre réglementaire proposé, il pourrait y avoir des effets en cascade et des conséquences inattendues. Le projet de règlement devrait être publié au milieu de 2024 et le règlement définitif, en 2025. L'entrée en vigueur du règlement devrait s'échelonner de 2026 à 2030. Nous continuerons de suivre et d'évaluer le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC sur le plafond d'émissions proposé, selon ce que nous jugerons nécessaire.
- *Gouvernement fédéral* : Le 19 août 2023, ECCC a publié le Règlement sur l'électricité propre (REP), qui cible un réseau électrique carboneutre d'ici 2035. Le REP, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2025, impose une norme d'intensité des émissions de GES de 30 tonnes CO₂/GWh pour les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles d'une capacité de 25 MW et plus, mais il y a des exceptions et des mesures limitées de souplesse en matière de conformité. Le projet de règlement, adopté en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, pourrait avoir une incidence sur l'accès abordable et fiable à l'énergie et avoir des conséquences opérationnelles et financières importantes sur nos activités. Selon les dispositions actuelles, notre parc de centrales de cogénération serait tenu de respecter cette nouvelle norme d'ici 2035. Nous avons été très actifs auprès d'ECCC durant le processus de consultation et nous avons formulé des commentaires et collaboré avec d'autres parties prenantes du secteur. Nous continuerons de suivre le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC.

- *Colombie-Britannique* : La Colombie-Britannique met actuellement au point un nouveau modèle de tarification du carbone, le STFR de Colombie-Britannique. Ce système reflète le système du STFR fédéral et devrait faire diminuer les paiements au titre de la taxe sur le carbone dans un avenir proche. Par contre, le STFR de Colombie-Britannique propose un seuil beaucoup plus strict que le STFR fédéral ou d'autres règlements analogues comme celui de l'Alberta (Alberta Technology Innovation and Emissions Reduction Regulations). Les détails du STFR de Colombie-Britannique sont en cours de délibération, et les coûts qui s'y rattachent devraient pouvoir être recouverts à même les droits. Nous sommes proactifs dans le suivi de l'évolution du dossier et la formulation de nos commentaires. En parallèle, la Colombie-Britannique pose les jalons d'un plafond des émissions du secteur pétrolier et gazier dans la province. Nous participons activement aux discussions et formulons des commentaires qui concernent nos activités en Colombie-Britannique, en mettant l'accent sur les préoccupations liées à l'accès abordable et fiable à l'énergie

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le Sénat des États-Unis a adopté la loi de réautorisation de la PHMSA, la loi PIPES de 2020. En vertu de cette loi, la PHMSA était tenue de promulguer des règlements sur la détection et la réparation des fuites dans les gazoducs. Le 4 mai 2023, la PHMSA a publié un avis de projet de réglementation visant à réglementer les émissions de méthane des gazoducs, nouveaux et existants, de transport, de distribution et de collecte de gaz ainsi que des installations souterraines de stockage et des installations de GNL. L'avis de la PHMSA prévoit une dispense limitée pour les postes de compression, reconnaissant les normes sur le méthane actuelles et proposées de l'USEPA. Le coût de conformité découlant du projet de règlement de la PHMSA devrait augmenter considérablement en raison des nouvelles exigences de surveillance et de réparation sur l'ensemble du réseau de gazoducs.
- *Gouvernement fédéral* : En mai 2023, l'USEPA a publié des modifications à la proposition précédemment publiée en juin 2022 concernant le programme de rapport sur les GES qui entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2025 et qui seraient prises en compte dans l'année de déclaration 2024 aux fins des rapports sur les GES devant être présentés à l'USEPA d'ici le 31 mars 2025. Cette proposition comprend la présentation d'une nouvelle catégorie d'informations (Subpart B – Energy Consumption) et des révisions des possibilités de réchauffement global. L'USEPA a publié une autre proposition supplémentaire en août 2023. Cette proposition comprend la présentation d'informations sur les sources d'émission supplémentaires comme le méthane d'échappement des moteurs alternatifs et la ventilation des compresseurs centrifuges à scellage sec, des révisions des facteurs d'émission actuels pour les fuites fugitives du matériel et des appareils pneumatiques, et des options permettant d'utiliser des mesures propres aux installations au lieu des facteurs d'émission pour certaines sources d'émissions. Ces révisions proposées seraient prises en compte dans les rapports préparés pour l'année de déclaration 2025 aux fins des rapports sur les GES devant être présentés à l'USEPA d'ici le 31 mars 2026. TC Énergie fait rapport à l'USEPA conformément à la règle sur les rapports sur les GES (40 CFR 98).
- *Gouvernement fédéral* : La loi intitulée Inflation Reduction Act (« IRA ») a été adoptée et promulguée le 16 août 2022. La loi IRA ordonne à l'USEPA de mettre en œuvre un programme de tarification du méthane brûlé d'ici 2024 en se fondant sur les émissions de GES rapportées à l'USEPA par application de la sous-section W de la règle 40 CFR 98. TC Énergie fait rapport en vertu de la sous-section W en ce qui concerne les segments de la compression pour le transport du gaz naturel, du stockage souterrain de gaz naturel et des gazoducs terrestres. Pour ces segments de marché, la loi IRA impose et prélève des frais sur les émissions de méthane qui dépassent 0,11 % du gaz naturel expédié pour la vente à partir de l'installation. Les frais proposés s'élèvent à 900 \$ US la tonne pour 2024, à 1 200 \$ US la tonne pour 2025 et à 1 500 \$ US la tonne pour les rapports de 2026 et par la suite. Selon une évaluation initiale, aucuns frais n'auraient été imposés à TC Énergie d'après les émissions de 2021 ou de 2022. La loi IRA ordonne aussi à l'USEPA de réviser la sous-section W d'ici le mois d'août 2024 pour s'assurer que les rapports sur les GES sont fondés sur des données empiriques.
- *Californie* : Nos actifs pourraient être touchés par le décret du gouverneur de la Californie, promulgué en septembre 2020, qui exige que la totalité des nouvelles voitures et des nouveaux camions légers vendus en Californie ne produisent pas d'émissions d'ici 2035 et les camions lourds et moyens, d'ici 2045, puisqu'un nombre significatif de véhicules en Californie fonctionnent actuellement au gaz naturel. L'importance des conséquences sur nos actifs est toujours en cours d'évaluation.

- *Californie* : Le California Air Resource Board prévoit apporter d'éventuelles modifications à la règle intitulée California Oil and Gas Methane Regulation, notamment des obligations de suivi des plans et de réparation des fuites détectées par satellite et des modifications qui s'harmoniseraient avec les lignes directrices proposées par l'USEPA pour les émissions provenant de sources existantes. Le 2 novembre 2023, le California Air Resource Board a rendu public un projet de modification du sous-article 13 intitulé Greenhouse Gas Emission Standards for Crude Oil and Natural Gas Facilities. Les modifications regroupent les dispositions sur le délai de réparation dans une section spécifique et décrivent plus en détail les justifications exigées pour les demandes de délai de réparation. Le projet de modification, s'il est adopté, nécessiterait l'élaboration d'un plan de mise en œuvre pour les trois installations concernées et la formation du personnel d'exploitation.
- *Michigan* : Le Department of Environment, Great Lakes, and Energy du Michigan évalue actuellement de possibles stratégies de contrôle de l'ozone pour la zone de non-conformité du sud-est de l'État ainsi que l'interaction entre le méthane et l'ozone, ce qui pourrait mener à l'élaboration de lois et de règlements ayant une incidence sur TC Énergie par le truchement des installations d'ANR et de Great Lakes touchées au Michigan.
- *New York* : Le 18 juillet 2019, la loi intitulée Climate Leadership and Community Protection Act (Climate Act) a été promulguée. Cette loi exige que l'État de New York réduise les émissions de GES attribuables à l'ensemble de son économie de 40 % d'ici 2030 et d'au moins 85 % d'ici 2050, par rapport aux niveaux de 1990. Le département de la conservation de l'environnement de New York et la New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) sont à mettre au point le programme de plafonnement et d'investissement de New York (NYCI), proposé en 2023, visant à répondre aux exigences de la loi Climate Act en matière de réduction des GES et de capitaux propres. Le programme NYCI fixera un plafond annuel pour les émissions de GES autorisées dans l'État. Le programme est actuellement à l'étude par les parties prenantes, et la conformité devrait être requise à compter de 2025. Le programme NYCI risque d'avoir une incidence sur les actifs que TC Énergie détient ou exploite dans l'État de New York, incidence qui sera évaluée plus en détail après la publication du projet de règlement, prévue en 2024.

Modifications apportées aux règlements sur la restauration de l'environnement – États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : L'USEPA a présenté en 2021 un projet de règlement intitulé Alternate Polychlorinated Biphenyl (PCB) Extraction Methods and Amendments to PCB Cleanup and Disposal Regulations. Ce règlement traite d'une multitude de questions qui concernent les méthodes d'analyse en laboratoire, les options d'élimination fondées sur le rendement pour ce qui est des déchets résultant de l'assainissement des PCB et des situations d'urgence, entre autres. Nous étudions actuellement le projet de règlement pour déterminer quelle sera son incidence.

En plus de ce qui précède, de nouvelles obligations d'information liées au climat sont instaurées dans les territoires où nous exerçons nos activités. Ces obligations d'information pourraient avoir une incidence sur la manière dont nous présentons les risques et les occasions, notre stratégie et notre gestion des risques liés au climat, ainsi que les mesures et les cibles d'émissions de GES. Nous continuons de surveiller l'évolution de ce dossier et de mener des activités en prévision de ces nouvelles obligations.

Autre réglementation sur la durabilité

Des obligations d'information portant sur la cybersécurité et les droits humains sont également instaurées dans les territoires où nous exerçons nos activités. Même si ces obligations d'information ne s'appliquent pas nécessairement à la société, elles pourraient avoir une incidence sur la manière dont nous présentons les risques, les occasions, les stratégies, la gouvernance et les incidents en matière de durabilité non liés au climat. Nous continuons de surveiller l'évolution de ce dossier et de mener des activités relativement à ces obligations nouvelles et attendues.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés à différents risques financiers, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par la société et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par notre conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques, d'audit interne et des secteurs d'activité de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect des politiques et procédures de gestion des risques et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur notre résultat, sur nos flux de trésorerie et sur la valeur de nos actifs et passifs financiers. Nous évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché peuvent inclure les suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer notre exposition au risque de marché découlant des activités de gestion du risque lié au prix des produits de base qui touche nos activités à tarifs non réglementés :

- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel, nous concluons des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. Afin de gérer notre exposition au risque découlant de ces contrats, nous avons recours à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;
- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation des liquides, nous concluons des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage ainsi que des contrats d'achat et de vente de pétrole brut. Des instruments financiers servent à fixer une partie des prix variables auxquels ces contrats nous exposent et qui découlent des transactions portant sur les liquides;
- pour ce qui est de nos entreprises de production d'électricité, nous gérons l'exposition aux fluctuations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures.

Une baisse des prix du gaz naturel, du pétrole brut et de l'électricité pourrait entraîner une réduction des investissements dans le développement, l'expansion et la production de ces produits de base. Une diminution de la demande visant ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d'étoffer notre portefeuille d'actifs ou de renouveler nos contrats avec les expéditeurs et les clients lorsqu'ils arrivent à échéance.

Risque de taux d'intérêt

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur notre dette à court terme, y compris nos programmes de papier commercial et les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à des dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque.

Risque de change

Puisque la totalité ou la majeure partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, les variations de la monnaie américaine comparativement à la monnaie canadienne influent directement sur notre BAIIA comparable et peuvent aussi influencer sur notre résultat comparable.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires du secteur Gazoducs – Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. En conséquence, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts.

Nous gérons activement une partie du risque de change à l'aide de dérivés de change. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers (après impôts), selon ce qui est jugé nécessaire.

Risque de crédit lié aux contreparties

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait notamment aux éléments suivants :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie;
- les débiteurs et certains recouvrements contractuels;
- les actifs disponibles à la vente;
- la juste valeur des actifs dérivés;
- l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

Il arrive parfois que nos contreparties éprouvent des difficultés financières attribuables aux prix et à la volatilité du marché des produits de base, à l'instabilité économique ou encore à des changements politiques ou réglementaires. En plus de la surveillance active de ces situations, plusieurs facteurs viennent atténuer notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties, notamment les suivants :

- les droits et les recours contractuels, de même que le recours à des assurances financières fondées sur les contrats;
- les cadres réglementaires actuels qui régissent certaines de nos activités;
- la position concurrentielle de nos actifs et la demande visant nos services;
- le recouvrement potentiel des sommes impayées dans le cadre de faillites et de procédures semblables.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2023 et 2022, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement de 80 millions de dollars sur la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (perte de 163 millions de dollars en 2022). Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2023 et 2022. Se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers qui offrent des facilités de dépôt au comptant, qui fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et qui favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Notre portefeuille d'expositions au secteur financier se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Actions en justice

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice, procédures d'arbitrage et poursuites dans le cours normal des activités. Nous évaluons continuellement les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. À l'exception des affaires décrites à la note 32 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2023, pour lesquelles les réclamations sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte qui n'a toutefois pas été jugé probable, mais pour lesquelles une estimation raisonnable de la perte ne peut être formulée, la direction estime que leur règlement ultime n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2023 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2023, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2023 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée à nos états financiers consolidés de 2023.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2023 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucune modification n'a été apportée qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser nos états financiers consolidés, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Se reporter à la note 2 « Conventions comptables » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Le 1^{er} février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. L'estimation révisée du total des coûts du projet et de nos besoins de financement connexes futurs étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. Une évaluation a été effectuée au 31 décembre 2022 et pour chaque période jusqu'au 30 septembre 2023, et nous avons conclu que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable pour chaque période ayant fait l'objet d'une évaluation. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, ce qui a donné lieu à une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts (1 943 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comptabilisée au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette des variations du prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 31 décembre 2023 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts). La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir un complément d'information.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 septembre 2023 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans, en tenant compte d'hypothèses relatives à l'estimation des coûts en capital, aux taux d'actualisation et aux plans de financement à long terme.

En date du 31 décembre 2023, il n'y a eu aucun événement ni changement de circonstances par rapport au 30 septembre 2023 indiquant d'importantes répercussions néfastes sur la juste valeur estimative de notre participation dans Coastal GasLink LP. Par conséquent, il n'existait aucune perte de valeur durable au 31 décembre 2023. Il y a lieu de se reporter à nos états financiers consolidés de 2023 pour obtenir un complément d'information.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous pouvons évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs, notamment la conjoncture macroéconomique, l'état du secteur et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs liés au coût, les résultats financiers passés et prévus, ou des événements ayant touché spécifiquement l'unité d'exploitation en cause. Si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de nos unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, nous comparons la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation qui constitue une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise aux fins du calcul du gain ou de la perte sur cession. Le montant de l'écart d'acquisition cédé est établi d'après les justes valeurs relatives de l'entreprise qui sera cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée.

Nous déterminons la juste valeur d'une unité d'exploitation en fonction de nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des tarifs de transport, de l'offre et de la demande sur le marché, des occasions de croissance, des niveaux de production, de la concurrence livrée par d'autres sociétés, des coûts d'exploitation, des modifications d'ordre réglementaire, des taux d'actualisation, des multiples cours/bénéfice et d'autres multiples.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, nous avons évalué, au 31 décembre 2023, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de toutes les unités d'exploitation sous-jacentes, à l'exception des unités d'exploitation Tuscarora et North Baja dont il est question ci-après. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans les réseaux Columbia Gas et Columbia Gulf

Dans le cadre du processus menant à la vente de la participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, nous avons soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en ce qui a trait à l'unité d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (Columbia) en date du 30 juin 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour obtenir des précisions sur cette transaction de vente.

Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à l'unité d'exploitation Columbia, nous avons effectué une analyse des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et un multiple de la valeur finale faisant appel à des estimations et des jugements importants. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'était pas déprécié, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable était inférieur à 10 %. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Columbia.

North Baja et Tuscarora

Nous avons choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 63 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation North Baja en date du 31 décembre 2023, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018. Nous avons également choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 30 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation Tuscarora, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018 et du dépôt par Tuscarora du dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA en 2023. Il a été établi que la juste valeur de North Baja et celle de Tuscarora dépassaient leur valeur comptable respective, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2023.

INSTRUMENTS FINANCIERS

À l'exception des titres d'emprunt à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, les instruments financiers dérivés et non dérivés de la société sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques et ceux-ci sont classés comme instruments détenus à des fins de transaction afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, devraient être remboursés ou recouverts par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Présentation des instruments dérivés au bilan

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Autres actifs à court terme	1 285	614
Autres actifs à long terme	155	91
Créditeurs et autres	(1 143)	(871)
Autres passifs à long terme	(106)	(151)
	191	(317)

Moment prévu du règlement des contrats - instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

aux 31 décembre 2023					
(en millions de dollars)	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	181	142	75	24	(60)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture	10	—	(2)	5	7
	191	142	73	29	(53)

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2023	2022	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latents au cours de l'exercice			
Produits de base	96	14	9
Change	246	(149)	(203)
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	811	759	287
Change	155	(2)	240
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice			
Produits de base	(2)	(73)	(44)
Taux d'intérêt	(43)	(3)	(32)

1 Les montants nets des gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus au poste « Gains (pertes) de change, montant net » de l'état consolidé des résultats.

2 En 2023, aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé dans le bénéfice net (la perte nette) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (néant en 2022; perte réalisée de 10 millions de dollars en 2021).

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2023 de la société.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

Coastal GasLink LP

Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP qui nous a confié, en sous-traitance, l'aménagement, la construction et l'exploitation du gazoduc Coastal GasLink.

Convention de prêt subordonné de TC Énergie

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel de 0,9 milliard de dollars (3,3 milliards de dollars au 31 décembre 2022) lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 31 décembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,4 milliards de dollars.

Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. Conformément aux modalités contractuelles, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Au 31 décembre 2023, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 2 520 millions de dollars (250 millions de dollars au 31 décembre 2022). En raison des charges de dépréciation comptabilisées au cours de l'exercice, ce prêt avait une valeur comptable de 500 millions de dollars au 31 décembre 2023 (néant en 2022).

Facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue qui nous procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offrait une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars et l'encours était de néant au 31 décembre 2023 (néant au 31 décembre 2022). La charge de dépréciation inscrite à ce jour n'a pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova pour détenir le gazoduc Sur de Texas, dont nous sommes l'exploitant. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui portait intérêt à un taux variable. Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée consenti par nous d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

L'état consolidé des résultats reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt jusqu'à la date de son remboursement, le 15 mars 2022, lesquels sont entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars)	2023	2022	2021	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	—	19	87	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(19)	(87)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	(28)	(41)	(Gains) pertes de change, montant net
Gains de change ¹	—	28	41	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur Siège social.

2 Inclus dans le secteur Gazoducs – Mexique.

Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée dont il est question plus haut a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Pour une description de nos principales conventions comptables et un résumé des modifications des conventions et des normes comptables ayant une incidence sur nos activités, il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » et à la note 3 « Modifications comptables » des états financiers consolidés 2023 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2023				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	4 236	3 940	3 830	3 928
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 463	(197)	250	1 313
Résultat comparable	1 403	1 035	981	1 233
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,41 \$	(0,19) \$	0,24 \$	1,29 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,35 \$	1,00 \$	0,96 \$	1,21 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$

2022				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	4 041	3 799	3 637	3 500
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	841	889	358
Résultat comparable	1 129	1 068	979	1 103
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	(1,42) \$	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,11 \$	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteurs

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur. Outre les facteurs mentionnés ci-après, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) de la société sont tributaires des fluctuations des taux de change, particulièrement à l'égard des activités libellées en dollars US et de l'exposition au peso mexicain de la société.

Dans les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des activités de commercialisation du gaz naturel et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal des activités;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des provisions pour pertes sur créances au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Dans le secteur Pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel annuels sont fonction des services de transport sur le marché au comptant faisant ou non l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation des liquides. Les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation des liquides et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal des activités;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des activités de commercialisation et de négociation de la production d'électricité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des faits nouveaux hors du cours normal des activités;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Nous excluons des mesures comparables les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Nous excluons également des mesures comparables notre quote-part des gains latents et des pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des fonds investis par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provisions pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars lié à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis afférent à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et d'un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par des ajustements de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une perte de change latente nette de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une perte de 25 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 23 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 9 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- des frais financiers de 4 millions de dollars, après impôts, liés à une charge découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 1 179 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de 14 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;

- une charge de 11 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 2 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un gain de change latent net de 20 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 809 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- une charge de 25 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- une perte de change latente nette de 9 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement de 8 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement de 72 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 48 millions de dollars, après impôts, découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- une charge de dépréciation de 29 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2022 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 8 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2022 sont également exclus :

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2022 sont également exclus :

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars découlant du règlement de questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2022 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars, après impôts, de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes;
- une charge d'impôts de 193 millions de dollars découlant du règlement de principe des questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2023

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022
Gazoducs – Canada	692	(2 592)
Gazoducs – États-Unis	955	882
Gazoducs – Mexique	150	96
Pipelines de liquides	309	322
Énergie et solutions énergétiques	263	298
Siège social	(42)	(4)
Total du bénéfice sectoriel (des pertes sectorielles)	2 327	(998)
Intérêts débiteurs	(845)	(722)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	132	115
Gains (pertes) de change, montant net	89	132
Intérêts créditeurs et autres	121	53
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	1 824	(1 420)
(Charge) recouvrement d'impôts	(209)	4
Bénéfice net (perte nette)	1 615	(1 416)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(128)	(9)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 487	(1 425)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(22)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 463	(1 447)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,41 \$	(1,42) \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 2,9 milliards de dollars, ou 2,83 \$ par action ordinaire, comparativement à la même période en 2022. Cette forte hausse pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 s'explique surtout par l'effet net des postes particuliers mentionnés ci-dessous. Le bénéfice net par action ordinaire des deux périodes tient compte de l'incidence des actions ordinaires émises en 2023 et en 2022.

Les résultats du quatrième trimestre de 2023 comprennent :

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provisions pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un recouvrement après impôts de 18 millions de dollars lié à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis afférent à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et d'un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par des ajustements de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une perte de change latente nette de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une perte de 25 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 23 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 9 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- des frais financiers de 4 millions de dollars, après impôts, liés à une charge découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Les résultats du quatrième trimestre de 2022 comprennent :

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 8 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et par des ajustements de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait les gains et pertes latents sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur des fonds investis par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques ainsi que les gains et pertes latents découlant de changements dans des activités de gestion des risques, qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités. Le rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 463	(1 447)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	(74)	2 643
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(18)	5
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	55	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat au Mexique	25	64
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	23	—
Coûts liés au projet Focus	9	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	4	20
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	8
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	1
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(5)	(9)
Activités de gestion des risques ¹	(83)	(156)
Résultat comparable	1 403	1 129
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	1,41 \$	(1,42) \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	(0,07)	2,60
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(0,02)	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	0,05	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat au Mexique	0,03	0,06
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	0,02	—
Coûts liés au projet Focus	0,01	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	0,02
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	0,01
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	(0,08)	(0,15)
Résultat comparable par action ordinaire	1,35 \$	1,11 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
Gazoducs – États-Unis	(29)	(28)
Pipelines de liquides	20	(38)
Installations énergétiques au Canada	(6)	30
Installations énergétiques aux États-Unis	4	5
Stockage de gaz naturel	18	67
Change	104	172
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(28)	(52)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	83	156

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023	2022
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	1 034	768
Gazoducs – États-Unis	1 225	1 141
Gazoducs – Mexique	208	211
Pipelines de liquides	379	364
Énergie et solutions énergétiques	266	203
Siège social	(5)	(4)
BAIIA comparable	3 107	2 683
Amortissement	(717)	(670)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(840)	(722)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	132	115
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	40	(40)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	121	53
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(288)	(259)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(128)	(9)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(22)
Résultat comparable	1 403	1 129
Résultat comparable par action ordinaire	1,35 \$	1,11 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2023 a été supérieur de 424 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs – Canada, surtout attribuable aux apports plus importants de Coastal GasLink découlant de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons, de l'augmentation des coûts transférables et de la hausse du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable à l'accroissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, aux apports plus élevés tirés de Bruce Power et aux résultats financiers supérieurs des installations énergétiques au Canada grâce à l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis, en raison du résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et de modernisation et de la hausse du résultat net attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires, ainsi que de certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation par suite de l'utilisation accrue et la baisse des prix des produits de base en lien avec notre entreprise d'exploitation des minéraux;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides, principalement attribuable à la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, contrebalancée en partie par l'incidence négative de la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants facturés en 2022;
- le BAIIA libellé en dollars US moins élevé du secteur Gazoducs – Mexique, imputable à la diminution du résultat de Guadalajara découlant de la baisse des produits fixes et des coûts d'exploitation plus élevés en raison d'un événement météorologique, partiellement compensée par le résultat découlant de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice, les charges financières et l'amortissement, les variations de ces coûts influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2023 a été supérieur de 274 millions de dollars, soit 0,24 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2022. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du change sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US plus élevés, facteurs en partie compensés par l'augmentation des intérêts capitalisés et les emprunts à court terme moins élevés;
- l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable aux dépenses en immobilisations liées au projet de gazoduc Southeast Gateway, en partie contrebalancées l'incidence des projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service et la suspension de cette provision relativement au projet de gazoduc Tula, le 1^{er} novembre 2023, en raison du retard dans une décision d'investissement finale;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la hausse du résultat comparable imposable et à l'exposition au change au Mexique, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le résultat transférables, les écarts des taux d'imposition étrangers plus importants et la diminution des ajustements liés à l'inflation au Mexique;
- l'incidence des dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme et à la variation de la juste valeur d'autres placements restreints;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement attribuable à l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf et à l'acquisition de parcs éoliens au Texas.

Le résultat comparable par action ordinaire du trimestre clos le 31 décembre 2023 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2023 et en 2022.

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2023, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Éléments des produits et charges libellés en dollars US, avant impôts

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars US)	2023	2022
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	900	842
Gazoducs au Mexique	153	156
Pipelines de liquides	204	204
	1 257	1 202
Amortissement	(241)	(237)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(473)	(323)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	81	55
Participations sans contrôle et autres	(92)	(44)
	532	653
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars canadiens	1,36	1,36

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable, puisqu'une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs aux gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, ce qui donne lieu à des gains et pertes de change qui sont pris en compte dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé des résultats.

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à une charge d'impôts libellée en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent. Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US auprès d'un tiers, ce qui a donné lieu à une charge d'impôts libellée en pesos supplémentaire comparativement à 2022.

Les expositions qui précèdent sont gérées au moyen d'instruments dérivés de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste. L'incidence des dérivés portant sur le taux de change est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé des résultats. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Les taux de change en vigueur à la fin de la période, pour un dollar US converti en pesos mexicains, étaient les suivants :

31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

Le tableau suivant résume l'incidence des gains et pertes de change transactionnels découlant des fluctuations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US et des dérivés connexes :

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2023	2022
BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(16)	(15)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	64	34
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(38)	(9)
	10	10

1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

Points saillants par secteurs

Gazoducs – Canada

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada s'est établi à 0,7 milliard de dollars, en regard de pertes sectorielles de 2,6 milliards de dollars pour la période correspondante de 2022. Les pertes sectorielles pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comprenaient une charge de dépréciation de 3,0 milliards de dollars, avant impôts, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la même période de 2022, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 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 tarifs baissent sous un seuil prédéterminé 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.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2022. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 266 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat tiré de Coastal GasLink du fait de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- la hausse des charges financières, de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL.

L'amortissement a augmenté de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022, reflétant l'amortissement supplémentaire au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau et au titre du réseau principal au Canada du fait de la mise en service d'actifs sur un tronçon assorti de taux d'amortissement plus élevés aux termes du règlement de 2021-2026.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 73 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 comparativement à la période correspondante de 2022 et il tient compte des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

La hausse du bénéfice sectoriel libellé en dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent libellé en dollars canadiens de nos installations américaines comparativement à la période correspondante de 2022.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 a augmenté de 58 millions de dollars US par rapport à la période correspondante de 2022 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et de modernisation;
- l'augmentation nette du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires de Columbia Gas, d'ANR et de Great Lakes, ainsi qu'à certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022 liés aux reports réglementaires d'ANR;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois;
- le résultat inférieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux attribuable aux prix moins élevés des produits de base;
- la diminution du résultat en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi que la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service.

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 comparativement à la période correspondante de 2022, par suite de la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 54 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022 et il tient compte d'une perte de 36 millions de dollars (perte de 92 millions de dollars en 2022) liée à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2023 pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a diminué de 3 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022 en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes aux termes du contrat de transport actuel et des coûts d'exploitation plus élevés associés à une interruption de service causée par un événement météorologique;
- le résultat supérieur de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2022.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022, et il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- des coûts de préservation et autres de 5 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 (10 millions de dollars en 2022) se rapportant aux actifs du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 3 millions de dollars, avant impôts, engagée au quatrième trimestre de 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- un ajustement de 4 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 (118 millions de dollars en 2022) de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL comptabilisée en 2021 découlant de l'incidence nette du gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et des ajustements de l'estimation des obligations contractuelles et légales liées aux activités d'abandon;

- une charge de 27 millions de dollars, avant impôts, liée à la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2022;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides a augmenté de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022, baisse principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des volumes contractuels sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- la baisse des volumes non visés par des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'incidence négative de la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs facturés en 2022.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2022.

Énergie et solutions énergétiques

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- notre quote-part des gains et des pertes latents de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire le risque lié aux prix des produits de base auquel nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 63 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 comparativement à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta;
- l'apport plus élevé de Bruce Power, essentiellement attribuable aux gains réalisés sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite, aux prix contractuels plus élevés et à la baisse des charges d'exploitation, facteurs partiellement contrebalancés par la production moindre;
- les résultats financiers plus élevés des installations énergétiques au Canada, attribuables à l'apport plus important des activités de commercialisation, en partie contrebalancé par la baisse des prix de l'électricité réalisés.

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à celui de la période correspondante de 2022, en raison surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023.

Siège social

La perte sectorielle du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 s'est accrue de 38 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2022. Elle comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 22 millions de dollars, avant impôts, engagée au quatrième trimestre de 2023 au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 15 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus.

Le BAIIA et le BAII comparables du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2022.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
PJ/j	pétajoule par jour
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Moyenne des actifs en service, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
CALT	Compte d'ajustement à long terme
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energía, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
REC	Régie de l'énergie du Canada
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (Ontario)
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TCFD	Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques
TSX	Bourse de Toronto

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR ») et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2023 et 2022 et met en évidence les changements importants survenus entre 2022 et 2021, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »). À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2023 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers consolidés et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins quatre fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés et de l'efficacité des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la société.



François L. Poirier
Président et chef de la direction



Joel E. Hunter
Vice-président directeur et chef des finances

Le 15 février 2024

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration

Corporation TC Énergie :

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de Corporation TC Énergie (la « société ») aux 31 décembre 2023 et 2022, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2023, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2023 et 2022, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2023 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2023, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, et dans notre rapport daté du 15 février 2024, nous avons exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures d'audit en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages des éléments probants à l'égard des montants et des informations à fournir dans les états financiers consolidés. Nos audits comprennent également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit présentées ci-après sont les éléments découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été communiqués au comité d'audit, ou qui doivent l'être, et qui : 1) portent sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés; et 2) font intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La présentation des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant les questions critiques de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur les questions critiques de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elles se rapportent.

Évaluation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Comme il est mentionné aux notes 2 et 8 afférentes aux états financiers consolidés, la société passe en revue ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a eu une perte de valeur lorsqu'un événement ou un changement de circonstance a d'importantes répercussions néfastes sur la juste valeur de la participation. Lorsque la société conclut que la juste valeur d'une participation est inférieure à sa valeur comptable, elle détermine alors si la perte de valeur est durable et, le cas échéant, une perte de valeur est constatée au titre de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de la participation, cette perte ne pouvant dépasser la valeur comptable de la participation.

Comme il est prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre la société et Coastal GasLink LP seront principalement fournis par TC Énergie en tant que commanditaire de Coastal GasLink LP, la société a effectué des évaluations au cours des trois premiers trimestres de 2023 qui ont révélé que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable et qu'il s'agissait de pertes de valeur durables. En conséquence, la société a comptabilisé une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023. La juste valeur a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans qui comprend des hypothèses liées aux coûts en capital estimatifs, aux taux d'actualisation et aux plans de financement à long terme (collectivement, les « hypothèses clés »).

Nous avons déterminé que l'évaluation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP en date du 30 septembre 2023 constituait une question critique de l'audit. Un degré élevé de jugement de la part de l'auditeur a été nécessaire pour procéder à l'évaluation des hypothèses clés. Des variations mineures des hypothèses clés pourraient avoir une incidence importante sur la détermination, par la société, de la juste valeur de la participation. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette estimation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés à la question critique de l'audit, notamment les contrôles permettant à la société de déterminer la juste valeur de la participation et son évaluation des hypothèses clés. Nous avons recalculé les coûts en capital estimatifs en comparant le budget afférent au projet aux coûts réels engagés au 30 septembre 2023. Nous avons également comparé les montants alloués au projet dans le budget aux rapports d'avancement du projet et aux rapports d'étape soumis par les partenaires de Coastal GasLink LP. Nous avons comparé les hypothèses utilisées dans les plans de financement à long terme avec les données accessibles au public pour des transactions de financement comparables et les rapports de financement fournis aux partenaires de Coastal GasLink LP. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidés :

- à évaluer la méthode d'évaluation employée par la direction en la comparant à des méthodes utilisées pour évaluer d'autres entités en phase d'aménagement;
- à évaluer les taux d'actualisation utilisés par la direction dans le cadre de l'évaluation en les comparant à des fourchettes de taux d'actualisation établies de façon indépendante à l'aide de données de marché accessibles au public pour des entités comparables.

Évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia

Comme il est mentionné aux notes 2 et 15 afférentes aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia s'élevait à 9 708 millions de dollars au 31 décembre 2023. La société soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, pourrait avoir subi une perte de valeur. En ce qui a trait à l'unité d'exploitation Columbia, la société a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en date du 30 juin 2023 (le « test de dépréciation du 30 juin 2023 ») dans le cadre du processus ayant mené à la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») (la « transaction »). Le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition nécessite de calculer la juste valeur d'une unité d'exploitation et de comparer cette valeur obtenue à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. La juste valeur est estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés qui nécessite le recours à des hypothèses liées aux prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations, à un multiple d'évaluation et à un taux d'actualisation (collectivement, les « hypothèses clés »). Il a été déterminé en date du 30 juin 2023 que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia, y compris les unités Columbia Gas et Columbia Gulf, était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'a pas fait l'objet d'une dépréciation, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable était inférieur à 10 %.

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia constituait une question critique de l'audit. Un degré élevé de jugement de la part de l'auditeur a été nécessaire pour procéder à l'évaluation des hypothèses clés. Des variations mineures des hypothèses clés pourraient avoir une incidence importante sur la détermination, par la société, de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette estimation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés à la question critique de l'audit, notamment les contrôles permettant à la société de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia et son évaluation des hypothèses clés. Nous avons comparé les prévisions de la société afférentes aux produits et aux dépenses en immobilisations ayant servi pour le test de dépréciation de l'écart d'acquisition quantitatif précédent aux résultats réels pour 2023 afin d'évaluer la capacité de la société à établir des prévisions avec précision. Nous avons évalué les prévisions de la société en matière de produits et de dépenses en immobilisations dans le cadre du test de dépréciation du 30 juin 2023 en les comparant aux résultats réels pour 2023 et aux hypothèses contenues dans des publications du secteur en ce qui a trait aux prévisions en matière de consommation et de production mondiale et nord-américaine d'énergie. Nous avons également inspecté les ententes associées à la transaction ayant été conclues en vue d'évaluer si les modalités de clôture et la valeur économique de la transaction étaient conformes aux hypothèses clés et à la juste valeur obtenue au moyen du modèle des flux de trésorerie actualisés. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidé :

- à évaluer la détermination d'un multiple d'évaluation par la société en le comparant à des transactions récentes sur le marché portant sur des actifs comparables, observées de façon indépendante, et à des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer le taux d'actualisation utilisés par la direction dans le cadre de l'appréciation en le comparant à une fourchette de taux d'actualisation établie de façon indépendante à l'aide de données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer l'estimation par la société de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia en la comparant à des données de marché accessibles au public et à des paramètres d'évaluation pour des entités comparables.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition des unités d'exploitation Columbia et ANR

Comme il est mentionné aux notes 2 et 15 afférentes aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition des unités d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») et American Natural Resources (« ANR ») s'élevait respectivement à 9 708 millions de dollars et à 2 570 millions de dollars au 31 décembre 2023. La société soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, pourrait avoir subi une perte de valeur. La société a procédé à des appréciations qualitatives pour déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent que l'écart d'acquisition des unités d'exploitation Columbia et ANR a subi une perte de valeur. Ces appréciations qualitatives ont été faites en date du 31 décembre 2023.

Nous avons déterminé que l'évaluation des indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition ou des facteurs qualitatifs pour ce qui est des unités d'exploitation Columbia et ANR constituait une question critique de l'audit. L'appréciation de l'incidence potentielle que ces facteurs qualitatifs peuvent avoir sur la juste valeur d'une unité d'exploitation nécessite l'exercice d'un jugement subjectif de la part de l'auditeur. Les facteurs qualitatifs englobent la conjoncture macroéconomique, les considérations du secteur et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation, les facteurs de coûts, les résultats financiers historiques et prévus, les événements propres aux unités d'exploitation, ce qui a nécessité un degré plus élevé de jugement de la part de l'auditeur pour procéder à l'évaluation. Ces facteurs qualitatifs auraient pu avoir une incidence importante sur l'appréciation qualitative faite par la société et donner lieu à la nécessité éventuelle de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette évaluation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés au processus d'appréciation de la société à l'égard de la dépréciation de l'écart d'acquisition, notamment les contrôles qui permettent de déterminer les facteurs qualitatifs potentiels. Nous avons évalué l'appréciation faite par la société des changements liés à des événements qui ont été relevés par rapport à nos connaissances relatives aux changements liés à des événements propres obtenues dans le cadre d'autres procédures d'audit. Nous avons évalué l'information contenue dans les rapports d'analyse du secteur de l'énergie et des services publics, y compris des prévisions en matière de consommation mondiale d'énergie et de production de gaz naturel, laquelle a été comparée aux considérations du marché et aux considérations géopolitiques utilisées par la société. Nous avons comparé les multiples d'évaluation et les taux d'actualisation courants, les facteurs de coûts ainsi que les résultats financiers historiques et prévus des unités d'exploitation, y compris l'incidence des projets de croissance nouvellement approuvés, par rapport aux hypothèses utilisées dans le cadre des tests de dépréciation quantitatifs de l'écart d'acquisition effectués au cours d'une période précédente. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidé :

- à évaluer la détermination des multiples d'évaluation par la société en les comparant à des transactions récentes sur le marché portant sur des actifs comparables, observées de façon indépendante, et en utilisant des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer les taux d'actualisation utilisés par la direction dans le cadre de l'appréciation en les comparant à une fourchette de taux d'actualisation établie de façon indépendante à l'aide de données de marché accessibles au public pour des entités comparables.

KPMG A.R.L. / S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons à titre d'auditeur de la société depuis 1956.

Calgary, Canada

Le 15 février 2024

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration

Corporation TC Énergie :

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de Corporation TC Énergie (la « société ») au 31 décembre 2023, en nous fondant sur les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À notre avis, la société a maintenu, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2023, selon les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), des bilans consolidés de la société aux 31 décembre 2023 et 2022, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2023, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 15 février 2024 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière ainsi que l'appréciation, incluse dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » du rapport de gestion de la société ci-joint, de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à notre opinion.

Définitions et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.



Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 15 février 2024

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Produits (note 6)			
Gazoducs – Canada	5 173	4 764	4 519
Gazoducs – États-Unis	6 229	5 933	5 233
Gazoducs – Mexique	846	688	605
Pipelines de liquides	2 667	2 668	2 306
Énergie et solutions énergétiques	1 019	924	724
	15 934	14 977	13 387
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	1 377	1 054	898
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (notes 8 et 12)	(2 100)	(3 048)	—
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	4 887	4 932	4 098
Achats de produits de base revendus	517	534	87
Impôts fonciers	897	848	774
Amortissement	2 778	2 584	2 522
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres (notes 7 et 15)	(4)	453	2 775
	9 075	9 351	10 256
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	—	30
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 21)	3 263	2 588	2 360
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(575)	(369)	(267)
(Gains) pertes de change, montant net (note 23)	(320)	185	(10)
Intérêts créditeurs et autres	(242)	(146)	(190)
	2 126	2 258	1 893
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166
Charge (recouvrement) d'impôts (note 20)			
Exigibles	931	415	305
Reportés	11	174	(185)
	942	589	120
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 24)	146	37	91
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	2 922	748	1 955
Dividendes sur les actions privilégiées	93	107	140
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire (note 25)			
De base	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$
Dilué	2,75 \$	0,64 \$	1,86 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,72 \$	3,60 \$	3,48 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 25)			
De base	1 030	995	973
Dilué	1 030	996	974

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(1 141)	1 494	(108)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	17	(36)	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	—	(39)	(10)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	74	42	55
Gains actuariels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(11)	63	158
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	—	6	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(211)	867	535
Autres éléments du résultat étendu (note 27)	(1 272)	2 397	642
Résultat étendu	1 796	3 182	2 688
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(220)	45	81
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 016	3 137	2 607
Dividendes sur les actions privilégiées	93	107	140
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 923	3 030	2 467

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
Amortissement	2 778	2 584	2 522
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres (notes 7 et 15)	(4)	453	2 775
Impôts reportés (note 20)	11	174	(185)
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	(1 377)	(1 054)	(898)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (notes 8 et 12)	2 100	3 048	—
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	1 254	1 025	975
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 28)	(17)	(29)	(5)
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs	—	—	(30)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(367)	(248)	(191)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers (note 29)	(342)	135	194
Provision pour pertes sur créances attendues (note 29)	(83)	163	—
Pertes de change sur un prêt à une société liée (note 13)	—	28	41
Autres	40	(50)	(67)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 30)	207	(639)	(287)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 5)	(8 007)	(6 678)	(5 924)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 5)	(142)	(49)	—
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 5, 8 et 12)	(4 149)	(3 433)	(1 210)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 31)	(307)	—	—
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net (notes 8 et 13)	250	(11)	(239)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 7)	10	571	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	33	—	35
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	23	2 632	73
Montants reportés et autres	2	(41)	(447)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(12 287)	(7 009)	(7 712)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(6 299)	766	1 003
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	15 884	2 508	10 730
Remboursements sur la dette à long terme	(3 772)	(1 338)	(7 758)
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (notes 24 et 31)	5 328	—	—
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 7)	—	—	(633)
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 787)	(3 192)	(3 317)
Dividendes sur les actions privilégiées	(92)	(106)	(141)
Distributions aux participations sans contrôle	(124)	(44)	(74)
Distributions sur les titres de catégorie C (note 7)	(49)	(43)	(16)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	4	1 905	148
Actions privilégiées rachetées (note 26)	—	(1 000)	(500)
Gains (pertes) sur règlement d'instruments financiers	—	23	(10)
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	(15)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	8 093	487	(88)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	94	53
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 058	(53)	(857)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	620	673	1 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	3 678	620	673

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre		2023	2022
(en millions de dollars canadiens)			
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 678	620
Débiteurs		4 209	3 624
Stocks		982	936
Autres actifs à court terme (note 9)		2 503	2 152
		11 372	7 332
Immobilisations corporelles (note 10)		80 569	75 940
Investissement net dans des contrats de location (note 11)		2 263	1 895
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)		10 314	9 535
Placements restreints		2 636	2 108
Actifs réglementaires (note 14)		2 330	1 910
Écart d'acquisition (note 15)		12 532	12 843
Autres actifs à long terme (note 16)		3 018	2 785
		125 034	114 348
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer (note 17)		—	6 262
Créditeurs et autres (note 18)		6 987	7 149
Dividendes à payer		979	930
Intérêts courus		913	668
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 21)		2 938	1 898
		11 817	16 907
Passifs réglementaires (note 14)		4 806	4 520
Autres passifs à long terme (note 19)		1 015	1 017
Passifs d'impôts reportés (note 20)		8 125	7 648
Dette à long terme (note 21)		49 976	39 645
Billets subordonnés de rang inférieur (note 22)		10 287	10 495
		86 026	80 232
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 25)		30 002	28 995
Émises et en circulation :	31 décembre 2023 – 1 037 millions d'actions 31 décembre 2022 – 1 018 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 26)		2 499	2 499
Surplus d'apport		—	722
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)		(2 997)	819
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 27)		49	955
Participations assurant le contrôle		29 553	33 990
Participations sans contrôle (note 24)		9 455	126
		39 008	34 116
		125 034	114 348

Engagements, éventualités et garanties (note 32)

Entités à détenteurs de droits variables (note 33)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration :



François L. Poirier, Administrateur



Una M. Power, Administratrice

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Actions ordinaires (note 25)			
Solde au début de l'exercice	28 995	26 716	24 488
Actions émises :			
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	1 003	342	—
Exercice d'options sur actions	4	183	165
Aux termes d'une offre publique, déduction faite des frais d'émission	—	1 754	—
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 24)	—	—	2 063
Solde à la fin de l'exercice	30 002	28 995	26 716
Actions privilégiées (note 26)			
Solde au début de l'exercice	2 499	3 487	3 980
Rachat d'actions	—	(988)	(493)
Solde à la fin de l'exercice	2 499	2 499	3 487
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	722	729	2
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	9	(7)	(6)
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 24)	(3 537)	—	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	2 806	—	—
Remboursement de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL et émission de titres de catégorie C (note 7)	—	—	737
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	(398)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 7)	—	—	394
Solde à la fin de l'exercice	—	722	729
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)			
Solde au début de l'exercice	819	3 773	5 367
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	2 922	748	1 955
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 839)	(3 595)	(3 409)
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(95)	(133)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	(2 806)	—	—
Rachat d'actions privilégiées	—	(12)	(7)
Solde à la fin de l'exercice	(2 997)	819	3 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 27)			
Solde au début de l'exercice	955	(1 434)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(379)	2 389	652
Incidence des participations sans contrôle (note 24)	(527)	—	—
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	353
Solde à la fin de l'exercice	49	955	(1 434)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle			
	29 553	33 990	33 271
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	126	125	1 682
Cession d'une participation (note 24)	9 451	—	—
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas (note 24)	222	—	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	146	37	90
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(366)	8	(10)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(124)	(44)	(74)
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	(1 563)
Solde à la fin de l'exercice	9 455	126	125
Total des capitaux propres	39 008	34 116	33 396

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TC ÉNERGIE

Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans cinq secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie et solutions énergétiques. Ces secteurs proposent des produits et des services différents, dont certains services de stockage et de commercialisation du gaz naturel, du pétrole brut et de l'électricité. Par ailleurs, le secteur Siège social de la société regroupe des fonctions administratives et intégrées qui assurent la gouvernance, le financement et d'autres services de soutien aux secteurs d'activités de la société.

Gazoducs – Canada

Le secteur Gazoducs – Canada est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 40 596 km (25 226 milles).

Gazoducs – États-Unis

Le secteur Gazoducs – États-Unis est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 50 088 km (31 123 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 532 Gpi³ et d'autres actifs, actuellement en service.

Gazoducs – Mexique

Le secteur Gazoducs – Mexique est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 2 895 km (1 798 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur Pipelines de liquides est constitué surtout des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs actuellement en service d'une longueur de 4 865 km (3 024 milles) qui relie les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur Énergie et solutions énergétiques est principalement constitué des participations de la société dans environ 4 600 MW de centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Ces actifs sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et au Texas. Par ailleurs, TC Énergie détient des conventions d'achat d'électricité (CAE) physiques et virtuelles visant l'achat ou la vente, ou les deux, au Canada et aux États-Unis, d'électricité générée par des centrales éoliennes et d'énergie solaire. Ces CAE peuvent être considérés comme des contrats de location, des instruments dérivés ou encore des accords générateurs de produits, selon les modalités des ententes.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de TC Énergie et de ses filiales. La société consolide des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire ainsi que des entités à détenteurs de droits de vote dans lesquelles elle détient une participation financière conférant le contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TC Énergie suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- la juste valeur de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP (note 8);
- l'évaluation des indices de dépréciation de l'écart d'acquisition et de la juste valeur des unités d'exploitation comportant un écart d'acquisition (note 15);
- le recours à des estimations et jugements pour évaluer la juste valeur de Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et de Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») (note 15).

La société doit formuler certaines estimations et poser certains jugements qui ont une incidence significative sur les états financiers consolidés sans toutefois comporter un degré appréciable de subjectivité ou d'incertitude. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- l'évaluation des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL et des titres de catégorie C (note 7);
- la recouvrabilité et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 10);
- la répartition de la contrepartie entre les composantes locatives et non locatives d'un contrat qui contient un contrat de location (note 11);
- les hypothèses servant à évaluer la valeur comptable et les pertes sur créances attendues afférentes à l'investissement net dans des contrats de location et à certains actifs sur contrats (notes 11 et 29);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation qui ne sont pas mentionnées précédemment (note 12);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 14);
- les hypothèses utilisées pour évaluer le passif au titre des mesures environnementales correctives lié au bris du réseau d'oléoducs Keystone (note 18);
- la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 19);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice, y compris les provisions pour moins-value et les reprises ainsi que les positions fiscales pouvant faire l'objet d'un audit par les autorités fiscales (note 20);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 28);
- la juste valeur des instruments financiers (note 29);
- la juste valeur des actifs du parc éolien Fluvanna et du parc éolien Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») (note 31);
- les engagements et provisions au titre des éventualités et garanties (note 32).

TC Énergie continue d'évaluer les effets des changements climatiques sur les états financiers consolidés. Les cadres et les initiatives réglementaires inhérents aux facteurs ESG font actuellement l'objet de développements qui pourraient avoir un effet supplémentaire sur les estimations et jugements comptables, notamment sur l'appréciation de la durée de vie utile des actifs, l'évaluation de l'écart d'acquisition, la dépréciation d'immobilisations corporelles, les charges à payer liées aux coûts environnementaux et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. L'incidence de ces changements fait constamment l'objet d'une évaluation afin de s'assurer que les hypothèses modifiées pouvant avoir des répercussions sur les estimations énoncées précédemment sont ajustées en temps opportun.

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Certains gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique et certains actifs de stockage de gaz naturel sont réglementés en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de la Régie de l'énergie du Canada (« REC »), de l'Alberta Energy Regulator ou de la British Columbia Oil and Gas Commission. Les gazoducs et les pipelines de liquides interétatiques réglementés ainsi que les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Au Mexique, les gazoducs réglementés sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TC Énergie, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Une activité est admissible à la CATR lorsqu'elle satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de recouvrir le coût inhérent à la prestation des services ou à la fourniture de produits;
- il est raisonnable de supposer que les tarifs dont les montants permettront de recouvrir ce coût pourront être facturés aux clients et perçus auprès de ces derniers, compte tenu de la demande des services ou produits et de la concurrence directe et indirecte.

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas aux pipelines de liquides de la société, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ces réseaux n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

La contrepartie totale afférente aux services et aux produits à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Les produits d'exploitation variables de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les produits tirés de contrats conclus avec des clients sont comptabilisés déduction faite des taxes à la consommation perçues auprès des clients qui sont par la suite remises aux autorités gouvernementales. Les contrats que la société a conclus avec des clients englobent des ententes de capacité et des contrats de transport visant les gazoducs et les pipelines de liquides, des contrats de production d'électricité et de stockage de gaz naturel ainsi que d'autres contrats.

Les produits tirés de composantes non locatives associées à un contrat de location sont constatés systématiquement sur la durée du contrat en question.

Les produits tirés des activités de commercialisation, se rapportant à l'achat et à la vente de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité, sont pour la plupart constatés sur une base nette pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu.

Gazoducs – Canada

Ententes de capacité et transport

Les produits du secteur Gazoducs – Canada de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les produits du secteur Gazoducs – Canada de la société de compétence fédérale sont assujettis aux décisions réglementaires de la REC. Les droits visant ces gazoducs sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par la REC. Les gazoducs de la société au Canada ne sont généralement pas touchés par la volatilité du bénéfice liée aux variations des produits et des coûts. Ces variations, sauf si elles se rapportent aux ententes incitatives, font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les produits constatés avant que la REC ne rende une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de la REC au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque la REC fait connaître sa décision. Les services et produits du secteur Gazoducs – Canada sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Autres actifs

La société s'est engagée par contrat à fournir des services de construction de gazoduc à une entité qu'elle détient partiellement contre des frais d'aménagement. Ces frais sont considérés comme une contrepartie variable en raison des dispositions de remboursement que prévoit le contrat. La société comptabilise son estimation de la contrepartie variable la plus probable à laquelle elle aura droit. Les frais d'aménagement sont constatés au fil du temps à mesure que les services sont fournis selon la méthode fondée sur les intrants en fonction d'une estimation du niveau d'activité.

Gazoducs – États-Unis

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs aux États-Unis de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les gazoducs de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, une partie des produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement si le montant a été facturé au cours d'une période intermédiaire aux termes d'une instance tarifaire en cours. Des provisions pour ces remboursements éventuels sont constatées à l'aide des meilleures estimations de la direction en fonction des faits et circonstances se rapportant à l'instance. Toute provision comptabilisée au cours du processus d'instance donne lieu à un remboursement lorsque la décision réglementaire définitive est rendue. Les services et produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Stockage de gaz naturel et autres

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société aux États-Unis sont générés principalement au moyen de contrats de stockage visant des capacités fermes garanties. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de gaz naturel stocké, y compris des indications quant au volume de gaz naturel pouvant être injecté ou retiré quotidiennement. Les produits sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité ferme garantie sans égard aux volumes de gaz naturel stockés, et au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. Les services et produits liés aux services de stockage de gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

La société détient des droits miniers afférents à certaines installations de stockage de gaz naturel. Ces droits miniers peuvent être loués ou fournis aux producteurs de gaz naturel contre des droits de redevance lesquels sont constatés au stade de la production du gaz naturel et des liquides connexes.

Gazoducs – Mexique

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés de certains gazoducs de la société au Mexique sont recouverts surtout en fonction des contrats de capacité ferme négociés et approuvés par la CRE et ils sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux gazoducs au Mexique sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Autres actifs

La société dégage des produits provenant de la prestation de services d'exploitation et d'entretien à l'égard de certains pipelines loués. Les produits tirés de ces services sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat.

Pipelines de liquides

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des pipelines de liquides de la société sont générés surtout en fonction des ententes de capacité ferme offertes aux clients visant le transport du pétrole brut. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de pétrole brut et au transport de celui-ci sur une base mensuelle. Les produits tirés de ces ententes sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats sans égard aux volumes de pétrole brut transportés. Les produits afférents aux services interruptibles ou aux services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux pipelines de liquides sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du pétrole brut qu'elle transporte pour les clients.

Énergie et solutions énergétiques

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie et de solutions énergétiques de la société découlent principalement d'engagements contractuels à long terme visant à fournir de l'électricité pour satisfaire à la demande du marché ainsi que de la vente d'électricité tant aux marchés centralisés qu'aux clients. Les produits tirés de la production d'électricité incluent aussi des produits provenant de la vente de vapeur aux clients. Les produits et les paiements de capacité sont constatés lorsque les services sont fournis et que l'électricité et la vapeur ont été livrées. Les services et produits liés à la production d'électricité sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle.

Stockage de gaz naturel et autres

Les contrats de stockage de gaz naturel non réglementé comprennent des ententes visant le parc de gazoducs, les prêts et le stockage à terme. Les produits sont constatés lorsque le service est rendu. Les services et produits liés aux contrats de stockage à terme sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. Les produits tirés des services complémentaires sont constatés lorsque le service est rendu. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et le combustible, de pétrole brut exclusif en transit, de gaz naturel exclusif stocké et des droits et crédits d'émissions non détenus à des fins de conformité. La société achète certains droits et crédits d'émissions dans le cadre de contrats groupés, lesquels englobent également l'achat d'électricité à un prix fixe. Le coût des droits et crédits d'émissions aux termes de ces contrats est fonction des prix observables sur le marché. Les stocks sont constatés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette.

Actifs destinés à la vente

La société classe les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre en marché un groupe destiné à être cédé et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente se réalise au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et toute perte est comptabilisée dans le bénéfice net. Les gains se rapportant à la vente attendue de ces actifs ne sont pas pris en compte tant que la transaction ne s'est pas concrétisée. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée une fois que les actifs sont classés comme étant destinés à la vente.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 0,75 % à 6,67 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et un crédit correspondant est inscrit dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Le gaz stocké en canalisation et le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel sont évalués au coût et maintenus pour s'assurer de stimuler la pression adéquate afin de faciliter le transport du gaz naturel par pipeline et d'acheminer les stocks de gaz naturel. Le gaz stocké en canalisation et le carburant de base ne sont pas amortis.

Lorsque des gazoducs à tarifs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé, aucun montant n'étant imputé au bénéfice net. Les coûts engagés pour mettre une immobilisation corporelle hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Autres actifs

À titre de partenaire détenant une participation directe, la société participe à la mise en valeur de la superficie de certains gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Grâce à cette participation directe, la société peut investir dans les activités de forage en plus de recevoir un droit de redevance sur la production des puits. La société recourt à la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les activités de production de gaz naturel et de pétrole brut résultant de sa quote-part des activités de forage. Les coûts liés aux puits sont capitalisés et amortis selon le mode des unités d'œuvre.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur Pipelines de liquides sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles sont amorties à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Énergie et solutions énergétiques

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques sont comptabilisées au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon le mode linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base n'est pas amorti.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur Siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon le mode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 4 % à 20 %.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

La société capitalise les coûts de projet dès qu'il est probable que les travaux parviennent à la phase de construction ou que les coûts sont vraisemblablement recouvrables. La société capitalise les intérêts débiteurs relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés en cours d'aménagement. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux autres actifs à long terme du bilan consolidé. Ces projets sont de plus grande envergure et nécessitent généralement l'approbation des organismes de réglementation ou autres avant que ne débutent les travaux de construction. Une fois les autorisations reçues, les projets sont transférés aux immobilisations corporelles en construction.

Contrats de location

La société détermine si un contrat contient un contrat de location à la date de passation du contrat en exerçant son jugement au moment d'évaluer les aspects suivants : 1) le contrat stipule un bien déterminé qui est physiquement distinct ou, s'il ne l'est pas, qui représente la quasi-totalité de la capacité du bien; 2) le contrat procure au client le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien; et 3) le client a le droit de décider comment utiliser le bien déterminé et à quelle fin l'utiliser tout au long de la durée du contrat.

S'il est établi que le contrat contient un contrat de location, il faut exercer un degré élevé de jugement pour identifier les composantes locatives distinctes constituant le contrat de location en appréciant si le preneur peut tirer avantage du droit de sa seule utilisation ou de son utilisation avec d'autres ressources qui lui sont facilement accessibles et si le droit d'utilisation ne dépend pas fortement des autres droits d'utilisation des biens sous-jacents prévus au contrat et n'y est pas étroitement lié.

La société considère les composantes non locatives comme constituant des éléments distincts d'un contrat qui ne sont pas liés à l'utilisation de l'actif loué. Un bien ou un service fourni à un client est distinct dès lors que : 1) le client peut tirer parti du bien ou du service pris isolément ou en le combinant avec d'autres ressources aisément disponibles et que 2) la promesse de l'entité de fournir le bien ou le service au client peut être identifiée séparément des autres promesses contenues dans le contrat. La société applique les mesures de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats du preneur à bail et les installations et réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur dans le cadre d'un contrat de location-exploitation.

Méthode comptable du preneur à bail

Les contrats de location-exploitation sont comptabilisés comme des actifs au titre de droits d'utilisation et compris dans les immobilisations corporelles alors que les obligations correspondantes sont portées dans les crédettes et autres et dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé.

Les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives, tous deux liés aux contrats de location-exploitation, sont constatés en fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux futurs au titre de la location sur la durée du contrat de location, à la date de début dudit contrat. La durée d'un contrat de location peut comprendre des options de prolongation ou de résiliation du contrat lorsque la société a la certitude raisonnable d'exercer cette option. Les contrats de location de la société n'étant pas assortis d'un taux d'intérêt implicite, cette dernière recourt à son taux d'emprunt marginal fondé sur l'information disponible à la date de début pour déterminer la valeur actualisée des paiements futurs. La charge relative aux contrats de location-exploitation est calculée selon le mode linéaire sur la durée des contrats et elle est prise en compte dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

La société applique la mesure de simplification visant à ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme.

Méthode comptable du bailleur

La société offre aux clients des services de transport et d'autres services afférents à certains actifs conformément à des contrats de service à long terme dans le cadre de contrats de location-vente et de location-exploitation.

Dans le cas d'un contrat de location-vente, la société évalue la contrepartie totale afférente au contrat à la date de début de la location. Lorsqu'un contrat de location contient plus d'une composante locative et/ou non locative, une tranche de la contrepartie prévue au contrat est répartie entre toutes les composantes sur la base du prix de vente spécifique de chaque service distinct. La société exerce son jugement afin de déterminer des estimations raisonnables des coûts futurs devant être engagés pour remplir les obligations de prestation liées à chacun des services. Les paiements liés aux composantes locatives sont ventilés entre une réduction des créances locatives et les produits tirés de contrats de location-vente.

À la date de début de la location, la société comptabilise un investissement net dans un contrat de location que représente la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué. Les immobilisations corporelles relatives à l'actif loué sont décomptabilisées et les gains (pertes) connexes, le cas échéant, sont portés à l'état consolidé des résultats. Les produits tirés de contrats de location-vente sont calculés par application du taux implicite prévu au contrat de location et ils sont inscrits dans les produits.

La société intervient en tant que bailleur à l'égard de certains autres contrats, dont des CAE, qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, l'actif loué est toujours capitalisé dans les immobilisations corporelles au bilan consolidé et il est amorti sur sa durée de vie utile alors que les paiements de loyers sont comptabilisés en tant que produits sur la durée du contrat selon le mode linéaire. Les paiements de loyers variables sont comptabilisés comme des produits dans la période au cours de laquelle ils surviennent.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles et ses projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs à l'égard d'une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimatif d'un actif à long terme est inférieur à la valeur comptable de l'actif en question, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'actif.

Perte de valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

La société passe en revue ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a eu une perte de valeur lorsqu'un événement ou un changement de circonstances a d'importantes répercussions néfastes sur la juste valeur de la participation. Lorsque la société conclut que la juste valeur d'une participation est inférieure à sa valeur comptable, elle détermine alors si la perte de valeur est durable et, le cas échéant, une perte de valeur est constatée au titre de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de la participation, cette perte ne pouvant dépasser la valeur comptable de la participation.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis est classé dans l'écart d'acquisition. Ce dernier n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur.

L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. La société prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, les considérations de l'industrie et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs de coût, les résultats financiers historiques et prévisionnels, et les circonstances propres à l'unité d'exploitation.

Si la société conclut qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, elle procède alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. La société peut choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la société compare la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur. La juste valeur d'une unité d'exploitation est établie d'après une analyse des flux de trésorerie actualisés qui nécessite le recours à des hypothèses pouvant inclure notamment des prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations, des multiples d'évaluation ainsi que des taux d'actualisation. La société a choisi d'attribuer la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en premier lieu à l'écart d'acquisition non déductible aux fins de l'impôt, le reliquat étant imputé, le cas échéant, à l'écart d'acquisition déductible aux fins de l'impôt.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation constituant une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise au moment d'établir le gain ou la perte sur la cession. Le montant de l'écart d'acquisition est calculé en fonction des justes valeurs relatives de l'entreprise devant être cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée. Tant l'écart d'acquisition cédé que la tranche de l'écart d'acquisition devant être conservée feront l'objet d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition.

Participations sans contrôle

Les participations sans contrôle représentent les participations de tiers dans certaines filiales consolidées de la société.

Les cessions partielles qui modifient la participation de la société dans une filiale constituant une entreprise, sans donner lieu à un changement de contrôle, sont comptabilisées en tant que transactions sur les capitaux propres. Aucun gain ni perte n'est constaté dans le résultat. Au moment de la cession partielle, la participation sans contrôle est comptabilisée à titre de participation de tiers dans la valeur comptable des actifs nets de la filiale revenant à la société. Tout écart entre le montant ajusté au titre de la participation sans contrôle et la juste valeur de la contrepartie payée ou reçue est porté au surplus d'apport et/ou aux bénéfices non répartis (déficit cumulé).

Prêts et créances

Les prêts à des sociétés liées et les débiteurs sont évalués au coût amorti.

Dépréciation des actifs financiers

La société passe en revue les actifs financiers (dont l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats), comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Les pertes sur créances attendues sont calculées en appliquant un modèle et une méthode fondés sur des hypothèses et l'exercice du jugement à l'égard des données passées, des renseignements actuels sur la contrepartie et des prévisions raisonnables et justifiables sur la conjoncture économique future.

Les pertes sur créances attendues sont constatées dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats et présentées au bilan consolidé en réduction de la valeur comptable de l'actif financier connexe.

Placements restreints

La société détient certains placements dont le retrait et l'affectation font l'objet de restrictions. Ces placements restreints sont classés comme étant disponibles à la vente à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de la REC, TC Énergie doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines de grande envergure réglementés par la REC au Canada. Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent, et sont comptabilisés à titre de placements restreints (les « placements restreints au titre de l'ICQF »). Les placements restreints au titre de l'ICQF ne peuvent être affectés qu'au financement des activités de cessation d'exploitation des installations de pipeline réglementées par la REC. Par conséquent, un passif réglementaire correspondant est comptabilisé au bilan consolidé. La société détient d'autres placements restreints qui ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées dans le bénéfice net de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés aux gazoducs réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'organisme de réglementation. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont classés dans l'actif et le passif à court terme au bilan consolidé. L'exposition de la société à l'égard des positions fiscales incertaines est évaluée et une provision est alors constituée lorsqu'il est plus probable qu'improbable que ce risque se concrétisera.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de charge d'impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Les intérêts et/ou les pénalités engagés en lien avec les impôts sont pris en compte dans la charge d'impôts.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux coûts d'exploitation des centrales et autres dans l'état consolidé des résultats.

Les hypothèses suivantes sont utilisées pour calculer la juste valeur des OMHSI :

- la date prévue de mise hors service;
- l'envergure et le coût des activités de cessation d'exploitation et de remise en état requises;
- les taux appropriés d'inflation et d'actualisation.

Les OMHSI de la société visent principalement ses centrales électriques. Il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service des immobilisations de la société liées aux gazoducs, aux pipelines de liquides et aux installations de stockage, puisque la société entend les exploiter tant qu'il y a de l'offre et de la demande sur le marché. C'est pourquoi la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations.

Passif environnemental et droits et crédits d'émissions

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Ces estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés, et elles sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. TC Énergie évalue les recouvrements attendus des assureurs et des tiers séparément du passif. Lorsqu'un tel recouvrement est probable, elle comptabilise un actif séparément du passif connexe. Ces recouvrements sont présentés sur une base nette, dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats, tout comme les coûts des mesures environnementales correctives. Toute variation des catégories susmentionnées pourrait entraîner des coûts supplémentaires, notamment des amendes, des pénalités ou des dépenses au titre de litiges et de règlements de réclamations à l'égard des passif environnementaux.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan consolidé au coût historique et décomptabilisés lorsqu'ils sont utilisés ou annulés (ou qu'ils ont fait l'objet d'un retrait) par les organismes gouvernementaux. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Aucune valeur n'est attribuée à des fins comptables aux droits accordés à TC Énergie ou générés par celle-ci. Au besoin, TC Énergie comptabilise au bilan consolidé un passif lié aux émissions au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'obligation de conformité. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés aux fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé des résultats. La société comptabilise les droits et crédits détenus aux fins de conformité dans les autres actifs à court terme et les autres actifs à long terme au bilan consolidé. Les droits et les crédits qui ne sont pas détenus aux fins de conformité sont inscrits dans les stocks au bilan consolidé.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions de TC Énergie permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquies des actions ordinaires. Les options sur actions attribuées sont constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon le mode linéaire sur le reste de la période d'acquisition, avec un montant équivalent imputé au surplus d'apport. Les extinctions sont prises en compte à mesure qu'elles surviennent. À l'exercice des options sur actions, les montants initialement constatés dans le surplus d'apport sont reclassés dans les actions ordinaires au bilan consolidé.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (les « régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (les « régimes CD »), des régimes d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite (les « régimes APDR »). Les cotisations versées par la société aux régimes CD et aux régimes d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des régimes APDR est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur le 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon le mode linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan consolidé le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net sur la durée moyenne résiduelle d'activité attendue des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon le mode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans le bénéfice net, exception faite des gains et des pertes de change liés à la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet la REC.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les établissements soient vendus auquel cas les gains et les pertes seront reclassés dans le bénéfice net. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis au taux de change en vigueur à la date de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société et certains instruments dérivés désignés comme couverture ont été désignés en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change latents sur les titres d'emprunt et les instruments dérivés libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan consolidé à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures sont inscrites dans les autres éléments du résultat étendu. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas. Les paiements de résiliation afférents aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de taux d'intérêt sont classés dans les activités de financement de l'état consolidé des flux de trésorerie.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, les gains et les pertes de change sur les instruments de couverture sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont remboursés ou recouverts au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs ou de passifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès d'eux au cours de périodes subséquentes au moment du règlement des instruments dérivés.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction et frais d'émission liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction et les frais d'émission liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon le mode linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société au nom d'une entité qu'elle détient partiellement ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou des immobilisations corporelles avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme. La libération de l'obligation est constatée sur la durée de la garantie ou au moment de son échéance ou de son règlement.

Entités à détenteurs de droits variables

Une EDDV s'entend d'une entité juridique qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité. L'évaluation servant à déterminer si une entité est une EDDV et, le cas échéant, si la société en est le principal bénéficiaire est effectuée à la création de l'entité ou lors d'un événement déclenchant une réévaluation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques dans lesquelles la société détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités juridiques dans lesquelles la société détient un droit variable et pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir (explicite ou implicite), par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés. Les EDDV non consolidées sont comptabilisées comme des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Le risque maximal de perte de la société correspond à la perte maximale qui pourrait être inscrite dans le résultat net de périodes futures en raison des droits variables de la société dans une EDDV.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables futures

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer la transparence et l'utilité décisionnelle des informations relatives aux impôts sur le bénéfice grâce à des améliorations afférentes au tableau de rapprochement des taux et aux informations sur les impôts sur le bénéfice payés. Par ailleurs, les directives prévoient d'autres modifications qui visent à améliorer l'efficacité de l'information à fournir en matière d'impôts sur le bénéfice. Ces nouvelles directives entreront en vigueur pour l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2025 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. L'adoption anticipée est autorisée si les états financiers annuels n'ont pas encore été publiés. Selon la société, ces directives ne devraient pas avoir d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Informations sectorielles

En novembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer les informations à fournir sur les secteurs à présenter d'une entité ouverte tout en répondant aux demandes des investisseurs pour des informations supplémentaires et plus détaillées sur les charges d'un secteur à présenter. Les directives entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2025. L'adoption anticipée est permise et les directives peuvent être appliquées rétrospectivement. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

En mars 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent la comptabilisation des améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun. Les directives exigent des preneurs à bail qu'ils amortissent les améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun sur leur durée de vie utile au sein du groupe sous contrôle commun et que ces améliorations locatives soient comptabilisées comme un transfert entre entités sous contrôle commun à la fin du contrat de location. Des informations supplémentaires sont requises lorsque la durée de vie utile des améliorations locatives au sein du groupe sous contrôle commun est supérieure à la durée du contrat de location connexe. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2024 et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'adoption anticipée étant permise. La société adoptera les directives sur une base prospective à compter du 1^{er} janvier 2024, ce qui ne devrait pas avoir d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

4. SCISSION DES ACTIVITÉS LIÉES AUX PIPELINES DE LIQUIDES

Le 27 juillet 2023, TC Énergie a annoncé son intention de se scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») et, le 8 novembre 2023, la société a indiqué que la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommerait South Bow Corporation (« South Bow »). En plus de l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, la scission est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, de l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et du respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. TC Énergie prévoit que la scission sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la scission, les actionnaires de TC Énergie conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de South Bow. Le nombre d'actions ordinaires de South Bow devant être distribuées aux actionnaires de TC Énergie sera déterminé avant la clôture de la scission. Cette transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour les actionnaires canadiens et américains de TC Énergie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a engagé des coûts avant impôts de 40 millions de dollars (34 millions de dollars après impôts) à l'égard de la scission des activités liées aux pipelines de liquides, ce qui comprend des coûts internes se rapportant à la scission, des honoraires juridiques, des honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que d'autres honoraires de consultation comptabilisés dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2023							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergé- tiques	Siège social ¹	Total
Produits	5 173	6 229	846	2 667	1 019	—	15 934
Produits intersectoriels	—	101	—	—	22	(123) ²	—
	5 173	6 330	846	2 667	1 041	(123)	15 934
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	220	324	78	67	688	—	1 377
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 756)	(1 660)	(39)	(836)	(603)	7 ²	(4 887)
Achats de produits de base revendus	—	(56)	—	(437)	(24)	—	(517)
Impôts fonciers	(302)	(473)	—	(116)	(6)	—	(897)
Amortissement	(1 325)	(934)	(89)	(338)	(92)	—	(2 778)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	4	—	—	4
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(90)	3 531	796	1 011	1 004	(116)	6 136
Intérêts débiteurs							(3 263)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							575
Gains (pertes) de change, montant net							320
Intérêts créditeurs et autres							242
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							4 010
(Charge) recouvrement d'impôts							(942)
Bénéfice net (perte nette)							3 068
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(146)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							2 922
Dividendes sur les actions privilégiées							(93)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							2 829
Dépenses d'investissement³							
Dépenses en immobilisations	2 953	2 536	2 292	49	144	33	8 007
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	—	142	—	142
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3 231	124	—	—	794	—	4 149
	6 184	2 660	2 292	49	1 080	33	12 298

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Incluses dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

exercice clos le 31 décembre 2022							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergé- tiques	Siège social ¹	Total
Produits	4 764	5 933	688	2 668	924	—	14 977
Produits intersectoriels	—	132	—	—	12	(144) ²	—
	4 764	6 065	688	2 668	936	(144)	14 977
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	18	292	122	55	539	28 ³	1 054
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(3 048)	—	—	—	—	—	(3 048)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 679)	(1 856)	(221)	(756)	(544)	124 ²	(4 932)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	(512)	(22)	—	(534)
Impôts fonciers	(297)	(426)	—	(121)	(4)	—	(848)
Amortissement	(1 198)	(887)	(98)	(329)	(72)	—	(2 584)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	(571)	—	118	—	—	(453)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(1 440)	2 617	491	1 123	833	8	3 632
Intérêts débiteurs							(2 588)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							369
Gains (pertes) de change, montant net ³							(185)
Intérêts créditeurs et autres							146
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							1 374
(Charge) recouvrement d'impôts							(589)
Bénéfice net (perte nette)							785
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(37)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							748
Dividendes sur les actions privilégiées							(107)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							641
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	3 274	2 137	1 027	106	93	41	6 678
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	—	49	—	49
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁵	1 445	—	—	37	752	—	2 234
	4 719	2 137	1 027	143	894	41	8 961

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés au poste « Gains (pertes) de change, montant net » par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'ils ont été remboursés en totalité à l'échéance. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

4 Inclues dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

5 Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le secteur Siège social à hauteur de 1,2 milliard de dollars ont été compensés par les autres distributions des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour un montant équivalent, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2021

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergé- tiques	Siège social ¹	Total
Produits	4 519	5 233	605	2 306	724	—	13 387
Produits intersectoriels	—	145	—	—	14	(159) ²	—
	4 519	5 378	605	2 306	738	(159)	13 387
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	244	119	71	411	41 ³	898
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 567)	(1 393)	(55)	(700)	(455)	72 ²	(4 098)
Achats de produits de base revendus	—	—	(3)	(84)	—	—	(87)
Impôts fonciers	(289)	(367)	—	(113)	(5)	—	(774)
Amortissement	(1 226)	(791)	(109)	(318)	(78)	—	(2 522)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	(2 775)	—	—	(2 775)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	—	—	13	17	—	30
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 449	3 071	557	(1 600)	628	(46)	4 059
Intérêts débiteurs							(2 360)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							267
Gains (pertes) de change, montant net ³							10
Intérêts créditeurs et autres							190
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 166
(Charge) recouvrement d'impôts							(120)
Bénéfice net (perte nette)							2 046
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(91)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							1 955
Dividendes sur les actions privilégiées							(140)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							1 815
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	2 629	2 611	129	488	32	35	5 924
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	108	209	—	83	810	—	1 210
	2 737	2 820	129	571	842	35	7 134

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés au poste « Gains (pertes) de change, montant net » par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

4 Inclues dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Actif total par secteurs		
Gazoducs – Canada	29 782	27 456
Gazoducs – États-Unis	50 499	50 038
Gazoducs – Mexique	12 003	9 231
Pipelines de liquides	15 490	15 587
Énergie et solutions énergétiques	9 525	8 272
Siège social	7 735	3 764
	125 034	114 348

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Produits			
Canada – marché intérieur	5 360	4 942	4 603
Canada – exportations	1 403	1 322	1 226
États-Unis	8 325	8 025	6 953
Mexique	846	688	605
	15 934	14 977	13 387

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Immobilisations corporelles		
Canada	28 583	27 232
États-Unis	44 609	43 505
Mexique	7 377	5 203
	80 569	75 940

6. PRODUITS

Ventilation des produits

exercice clos le 31 décembre 2023						
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	5 141	5 107	442	2 115	—	12 805
Électricité	—	—	—	—	427	427
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	32	874	125	3	363	1 397
	5 173	5 981	567	2 118	790	14 629
Produits tirés de contrats de location-vente ³						
	—	—	279	—	—	279
Autres produits ⁴						
	—	248	—	549	229	1 026
	5 173	6 229	846	2 667	1 019	15 934

- 1 Comprennent des produits de 31 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Comprennent des produits de 97 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 Représentent les produits tirés des contrats de location-vente associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Les autres produits comprennent les produits tirés des contrats de location-exploitation, des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » et à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2022						
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 696	4 621	507	1 983	—	11 807
Électricité	—	—	—	—	490	490
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	68	1 298	54	4	391	1 815
	4 764	5 919	561	1 987	881	14 112
Produits tirés de contrats de location-vente ³						
	—	—	127	—	—	127
Autres produits ^{4,5}						
	—	14	—	681	43	738
	4 764	5 933	688	2 668	924	14 977

- 1 Comprennent des produits de 68 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Comprennent des produits de 37 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 Représentent les produits tirés des contrats de location-vente associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Les autres produits comprennent les produits tirés des contrats de location-exploitation, des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » et à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 5 Les autres produits du secteur Gazoducs – États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la Loi H.R.1 intitulée Tax Cuts and Jobs Act (la « réforme fiscale aux États-Unis »). Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2021						
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 432	4 139	576	2 025	—	11 172
Électricité	—	—	—	—	324	324
Stockage de gaz naturel et autres ¹	87	1 057	29	5	278	1 456
	4 519	5 196	605	2 030	602	12 952
Autres produits ^{2,3}	—	37	—	276	122	435
	4 519	5 233	605	2 306	724	13 387

- 1 Comprennent des produits de 87 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des contrats de location-exploitation, des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » et à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 3 Les autres produits du secteur Gazoducs – États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

aux 31 décembre			Poste visé
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	au bilan consolidé
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 832	1 907	Débiteurs
Actifs sur contrats (note 9)	151	155	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme (note 16)	457	355	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹ (note 18)	69	62	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme ¹ (note 19)	12	32	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, des produits de 64 millions de dollars (51 millions de dollars en 2022) qui étaient inclus dans les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme au début de l'exercice ont été comptabilisés.

Les actifs sur contrats et les actifs sur contrats à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrats tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme représentent surtout des produits non gagnés relatifs à des services visés par des contrats. Aux termes du contrat de transport regroupé, le passif sur contrats actuels et futurs se rapportant aux gazoducs de TGNH mis en service est déduit de certains soldes d'actifs sur contrats. Le montant net du passif sur contrats en résultant est réglé lors de la comptabilisation de l'investissement net dans des contrats de location au bilan consolidé au moment de la mise en service du gazoduc.

Produits futurs affectés aux obligations de prestations qui restent à remplir

Au 31 décembre 2023, les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme ainsi que de contrats de stockage de gaz naturel et d'autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se sont chiffrés à environ 22,9 milliards de dollars, dont une tranche de 4,9 milliards de dollars devrait être comptabilisée en 2024.

Une part importante des produits de la société est considérée comme étant limitée et, par conséquent, elle n'est pas prise en compte dans les produits futurs ci-dessus du fait que cette dernière recourt aux mesures de simplification suivantes :

- la mesure de simplification afférente au droit de facturer s'applique à toutes ses ententes de capacité à tarifs réglementés relatives aux gazoducs aux États-Unis et à certaines de ses ententes relatives aux gazoducs au Mexique de même qu'aux produits transférables;
- la mesure de simplification afférente à une contrepartie variable s'applique aux produits variables suivants :
 - aux produits tirés des services de transport interruptibles du fait que les volumes ne peuvent pas être estimés;
 - aux produits générés par les ententes de capacité relatives aux pipelines de liquides en fonction des volumes de liquides transportés;
 - aux produits tirés de contrats de production d'électricité afférents aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société;
- la mesure de simplification afférente aux contrats dont l'échéance est d'au plus un an. De plus, les produits futurs provenant des contrats de capacité ferme réglementés du secteur Gazoducs – Canada de la société tiennent compte des produits fixes seulement pour les intervalles de temps au cours desquels les droits approuvés en vertu des règlements tarifaires sont en vigueur. Les produits futurs excluent les produits locatifs provenant des projets de gazoducs au Mexique de la société qui n'ont pas été mis en service.

7. KEYSTONE XL

Charge de dépréciation d'actifs et autres

Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a mis fin au projet d'oléoduc Keystone XL et soumis la participation dans ce projet à un test de dépréciation en 2021. La société a donc déterminé que la valeur comptable de ces actifs dans le secteur Pipelines de liquides n'était plus entièrement recouvrable et elle a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon, de 2 775 millions de dollars (2 134 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. La charge de dépréciation d'actifs correspond à l'excédent de la valeur comptable de 3 301 millions de dollars sur la juste valeur estimative de 175 millions de dollars.

exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Juste valeur estimative des immobilisations corporelles	Charge de dépréciation d'actifs et autres	
		Avant impôts	Après impôts
Charge de dépréciation d'actifs			
Immobilisations corporelles	175	412	312
Projets d'investissement connexes en cours d'aménagement	—	230	175
Autres coûts capitalisés	—	2 158	1 642
Intérêts capitalisés	—	326	248
	175	3 126	2 377
Autres			
Recouvrements contractuels	s. o.	(693)	(525)
Obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon	s. o.	342	282
	175	2 775	2 134

La juste valeur estimative de 175 millions de dollars afférente aux immobilisations corporelles au 31 décembre 2021 a été calculée à partir du prix qui a été obtenu à la vente de ces actifs dans leur état actuel et elle sera mise à jour au besoin. Les hypothèses clés qui ont été utilisées initialement pour déterminer le prix de vente tenaient compte d'une période estimative de deux ans visant la cession ainsi que la demande en cours du marché de l'énergie. Dans le cadre de l'évaluation, une gamme de prix de vente potentiels a été prise en compte selon divers marchés sur lesquels ces actifs pourraient être cédés et des données non observables ont été utilisées. Par conséquent, la juste valeur est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs.

En 2023, la société a obtenu un montant de 10 millions de dollars (571 millions de dollars en 2022) afférent à ses recouvrements contractuels, ce qui a porté le solde résiduel à 117 millions de dollars au 31 décembre 2023 (130 millions de dollars au 31 décembre 2022).

En 2022, la société a révisé son estimation afférente aux obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris, ce qui a fait en sorte de réduire la charge de dépréciation d'actifs de 54 millions de dollars. L'estimation n'a fait l'objet d'aucune révision en 2023. La société a versé un montant de 2 millions de dollars en 2023 (24 millions de dollars en 2022; 192 millions de dollars en 2021) afférent aux obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon. Au 31 décembre 2023, le solde résiduel se chiffrait à 45 millions de dollars (48 millions de dollars au 31 décembre 2022).

En 2023, la société a vendu des immobilisations corporelles d'une valeur comptable d'environ 63 millions de dollars (25 millions de dollars en 2022; 16 millions de dollars en 2021), ce qui s'est traduit par un gain de 36 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022; néant en 2021) qui a été inscrit dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres à l'état consolidé des résultats.

La société a constaté un recouvrement d'impôts de 14 millions de dollars en 2023 (charge de 96 millions de dollars en 2022) par suite de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à l'oléoduc Keystone XL.

Participation sans contrôle rachetable et dette à long terme

En mars 2020, la société a annoncé qu'elle irait de l'avant avec la construction de l'oléoduc Keystone XL. Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a investi 1 033 millions de dollars sous forme de titres de catégorie A au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Le 4 janvier 2021, la société a mis en place une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, qui est entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours contre la société. Le 8 janvier 2021, la société a exercé son option d'achat auprès du gouvernement de l'Alberta conformément aux modalités contractuelles et versé 633 millions de dollars (497 millions de dollars US) pour racheter les titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta détenus par certaines filiales du projet Keystone XL. Cette transaction a été financée au moyen de prélèvements sur la facilité de crédit liée au projet. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la société a effectué des prélèvements sur la facilité de crédit de projet liée à Keystone XL totalisant 1 028 millions de dollars (849 millions de dollars US). Par suite de l'annulation du projet d'oléoduc Keystone XL, le gouvernement de l'Alberta a remboursé la totalité de l'encours en juin 2021 conformément aux modalités de la garantie, et la facilité de crédit a été résiliée par la suite. De plus, en juin 2021, la société a racheté le reste des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta pour un montant nominal qui a été comptabilisé comme une transaction sur les capitaux propres, donnant lieu à un montant de 394 millions de dollars qui a été porté dans le surplus d'apport. Dans le cadre de l'entente, TC Énergie a émis pour 91 millions de dollars de titres de catégorie C visant des filiales de Keystone XL, ce qui a conféré au gouvernement de l'Alberta le droit de toucher tout produit afférent à la liquidation d'actifs précis du projet Keystone XL. La totalité du montant de 91 millions de dollars (déduction faite des distributions) a été prise en compte dans les crédettes et autres au bilan consolidé. En 2023, la société a établi que les distributions sur les titres de catégorie C seraient supérieures à 91 millions de dollars et elle a accru de 32 millions de dollars la valeur comptable de ces titres. Un montant correspondant a été porté dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres à l'état consolidé des résultats. La résiliation de la facilité de crédit de projet, déduction faite de l'émission des titres de catégorie C, a donné lieu à un montant de 937 millions de dollars (737 millions de dollars après impôts) qui a été comptabilisé dans le surplus d'apport en 2021. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a versé au gouvernement de l'Alberta des distributions de 49 millions de dollars (43 millions de dollars en 2022; 16 millions de dollars en 2021) sur les titres de catégorie C.

8. COASTAL GASLINK

Dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

En juillet 2022, des ententes modifiées ont été conclues entre Coastal GasLink LP, LNG Canada, TC Énergie ainsi que ses partenaires dans Coastal GasLink LP (collectivement, les « ententes de juillet 2022 »). Ces modifications comportaient des révisions aux modalités convenues entre LNG Canada et Coastal GasLink LP ainsi qu'aux dispositions en matière de financement entre les partenaires dans Coastal GasLink LP.

Comme il est prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et les partenaires de Coastal GasLink LP seront principalement fournis par TC Énergie en tant que commanditaire de Coastal GasLink LP aux termes des ententes de juillet 2022, la société a effectué des évaluations au cours des trois premiers trimestres de 2023 qui ont révélé, pour chaque période visée par l'évaluation, que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable et qu'il s'agissait de pertes de valeur durables. En conséquence, la société a comptabilisé une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts (1 943 millions de dollars après impôts) au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada (3 048 millions de dollars et 2 643 millions de dollars après impôts en 2022). Au 31 décembre 2023, la valeur comptable de la participation dans Coastal GasLink LP se chiffrait à 294 millions de dollars (néant en 2022), ce qui reflète l'encours prélevé sur le prêt subordonné, déduction faite des dépréciations, en date du 31 décembre 2023 et les autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 2 020 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 31 décembre 2023 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts).

Un recouvrement d'impôts reportés a été comptabilisé à l'égard de la charge de dépréciation avant impôts, déduction faite de certaines pertes fiscales latentes. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

Au 31 décembre 2023, TC Énergie prévoyait financer un montant supplémentaire de 0,9 milliard de dollars par suite de l'estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, ce qui cadre avec le coût en capital qui a été inclus dans le calcul de la dépréciation en date du 30 septembre 2023. Au 31 décembre 2023, il n'y avait eu aucun événement ni changement de circonstances depuis le 30 septembre 2023 révélant une incidence significative sur la juste valeur estimative de la participation de la société dans Coastal GasLink LP.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans et classée dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le modèle des flux de trésorerie actualisés est particulièrement sensible aux hypothèses relatives au coût en capital estimatif du gazoduc Coastal GasLink, d'environ 14,5 milliards de dollars (14,5 milliards de dollars en 2022), au taux d'actualisation et aux plans de financement à long terme.

Les autres hypothèses prises en compte dans le modèle des flux de trésorerie actualisés comprennent les modalités convenues ainsi que les dispositions de prorogation contenues dans les contrats de transport intervenus entre Coastal GasLink LP et les participants à la coentreprise LNG Canada, les projets d'expansion potentiels et la date d'achèvement prévue.

Convention de prêt subordonné

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP. Cette convention de prêt a été modifiée lors de la conclusion des ententes de juillet 2022 et les prélèvements subséquents sur ce prêt effectués par Coastal GasLink LP seront fournis au moyen d'un prêt portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché servant à financer le coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Le montant total consenti aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP s'élevait à 3,4 milliards de dollars, dont un montant de 2,5 milliards de dollars ayant été prélevé au 31 décembre 2023.

Coastal GasLink LP remboursera l'encours de ce prêt à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. La société s'attend à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement fournis par TC Énergie. Les montants prélevés sur ce prêt postérieurement à la conclusion des ententes modifiées en juillet 2022 sont considérés comme des apports de capitaux propres de fait et sont présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Les remboursements de capital et d'intérêts sur ce prêt, lesquels devraient être financés surtout par TC Énergie, seront comptabilisés comme une distribution à la société provenant de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation une fois qu'ils seront reçus.

Le tableau suivant présente les variations de l'encours de ce prêt :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Encours au début de l'exercice	250	238
Montants consentis	2 520	112
Remboursements	(250)	(100)
Encours à la fin de l'exercice	2 520	250
Dépréciation au cours de l'exercice	(2 020)	(250)
Valeur comptable à la fin de l'exercice	500	—

9. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Juste valeur des contrats dérivés (note 29)	1 285	614
Tranche à court terme de l'investissement net dans des contrats de location (note 11)	306	291
Actifs sur contrats (note 6)	151	155
Tranche à court terme du recouvrement de la provision environnementale liée à Keystone (note 18)	150	410
Trésorerie donnée en garantie	120	106
Crédits d'émission	94	36
Charges payées d'avance	92	118
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 7)	83	86
Actifs réglementaires (note 14)	76	67
Actifs de Keystone XL destinés à la vente	58	122
Autres	88	147
	2 503	2 152

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2023			2022		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	20 232	6 855	13 377	18 119	6 285	11 834
Postes de compression	6 603	2 349	4 254	6 265	2 224	4 041
Postes de comptage et autres	1 589	830	759	1 518	769	749
	28 424	10 034	18 390	25 902	9 278	16 624
En construction	787	—	787	1 552	—	1 552
	29 211	10 034	19 177	27 454	9 278	18 176
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 729	7 996	2 733	10 472	7 852	2 620
Postes de compression	4 437	3 354	1 083	4 328	3 247	1 081
Postes de comptage et autres	729	308	421	692	285	407
	15 895	11 658	4 237	15 492	11 384	4 108
En construction	147	—	147	269	—	269
	16 042	11 658	4 384	15 761	11 384	4 377
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	2 846	1 682	1 164	1 984	1 624	360
En construction	23	—	23	455	—	455
	2 869	1 682	1 187	2 439	1 624	815
	48 122	23 374	24 748	45 654	22 286	23 368
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	12 952	1 247	11 705	12 471	1 069	11 402
Postes de compression	5 310	559	4 751	5 190	495	4 695
Postes de comptage et autres	4 074	372	3 702	4 026	346	3 680
	22 336	2 178	20 158	21 687	1 910	19 777
En construction	771	—	771	659	—	659
	23 107	2 178	20 929	22 346	1 910	20 436
ANR						
Pipeline	2 117	657	1 460	2 066	641	1 425
Postes de compression	3 928	773	3 155	3 785	734	3 051
Postes de comptage et autres	1 625	458	1 167	1 666	440	1 226
	7 670	1 888	5 782	7 517	1 815	5 702
En construction	404	—	404	328	—	328
	8 074	1 888	6 186	7 845	1 815	6 030

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2023			2022		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
Columbia Gulf	3 600	256	3 344	3 511	224	3 287
GTN	2 992	1 295	1 697	2 964	1 239	1 725
Great Lakes	2 359	1 401	958	2 367	1 387	980
Autres ²	2 071	800	1 271	1 928	760	1 168
	11 022	3 752	7 270	10 770	3 610	7 160
En construction	584	—	584	328	—	328
	11 606	3 752	7 854	11 098	3 610	7 488
	42 787	7 818	34 969	41 289	7 335	33 954
Gazoducs – Mexique³						
Pipeline	2 280	387	1 893	2 299	348	1 951
Postes de compression	370	79	291	374	59	315
Postes de comptage et autres	482	123	359	487	113	374
	3 132	589	2 543	3 160	520	2 640
En construction	4 823	—	4 823	2 547	—	2 547
	7 955	589	7 366	5 707	520	5 187
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 569	2 212	7 357	9 777	2 056	7 721
Matériel de pompage	1 096	312	784	1 064	288	776
Réservoirs et autres	3 658	913	2 745	3 723	859	2 864
	14 323	3 437	10 886	14 564	3 203	11 361
En construction	54	—	54	96	—	96
	14 377	3 437	10 940	14 660	3 203	11 457
Pipelines en Alberta	203	25	178	199	19	180
	14 580	3 462	11 118	14 859	3 222	11 637
Énergie et solutions énergétiques						
Production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel	1 239	637	602	1 260	642	618
Stockage de gaz naturel et autres	845	256	589	820	238	582
Production d'énergies renouvelables	581	19	562	—	—	—
	2 665	912	1 753	2 080	880	1 200
En construction	153	—	153	80	—	80
	2 818	912	1 906	2 160	880	1 280
Siège social	909	447	462	900	386	514
	117 171	36 602	80 569	110 569	34 629	75 940

1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP et la portion canadienne de Great Lakes.

2 Ces données comprennent Portland, North Baja, Tuscarora, Crossroads et l'entreprise d'exploitation des minéraux.

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a décomptabilisé un montant de 407 millions de dollars (2 319 millions de dollars en 2022) au titre des immobilisations corporelles et inscrit un actif correspondant associé à l'investissement net dans des contrats de location se rapportant aux gazoducs de TGNH mis en service. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.

11. CONTRATS DE LOCATION

En tant que preneur à bail

La société a conclu des contrats de location-exploitation pour le siège social et pour divers bureaux, matériel et terrains. Certains contrats sont assortis d'une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans alors que d'autres peuvent comprendre des options visant à résilier le contrat de location dans un délai de un an ou lorsque certaines conditions sont remplies. Les paiements exigibles aux termes des contrats de location comprennent des paiements fixes et, dans le cas de plusieurs baux de la société, des paiements variables afférents notamment à la quote-part des impôts fonciers, des assurances et de l'entretien des aires communes des bâtiments. La société sous-loue certains locaux qu'elle loue.

Les coûts liés aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	118	106
Produits tirés de la sous-location	(4)	(5)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	114	101

1 Ces coûts comprennent les coûts afférents aux contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables.

Les tableaux suivants présentent d'autres informations afférentes aux contrats de location-exploitation :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	72	67
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	84	49

aux 31 décembre		
	2023	2022
Durée moyenne pondérée à court terme des contrats de location	13 ans	8 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,3 %	3,5 %

Le tableau suivant affiche les échéances relatives aux obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Moins de un an	72	68
Entre un an et deux ans	68	65
Entre deux et trois ans	66	62
Entre trois et quatre ans	59	60
Entre quatre et cinq ans	58	54
Plus de cinq ans	225	187
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	548	496
Intérêt théorique	(89)	(63)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	459	433

Les montants présentés au bilan consolidé de TC Énergie en ce qui a trait à ses obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Créditeurs et autres	58	54
Autres passifs à long terme (note 19)	401	379
	459	433

Au 31 décembre 2023, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 437 millions de dollars (415 millions de dollars en 2022), montant qui a été porté dans les immobilisations corporelles du bilan consolidé.

En tant que bailleur

Contrats de location-exploitation

Les centrales de Grandview et de Bécancour du secteur Énergie et solutions énergétiques ont été comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Les CAE à long terme, aux termes desquelles la société vend de l'électricité générée par ces actifs, viennent à échéance entre 2024 et 2026.

Certains contrats de location-exploitation prévoient des paiements de loyers variables fondés sur le nombre d'heures d'exploitation et le remboursement de coûts variables, ainsi que des options visant l'achat de l'actif sous-jacent à la juste valeur ou selon une formule qui tient compte des paiements fixes résiduels. Les bailleurs peuvent se prévaloir de droits en vertu de certains contrats de location pour résilier les baux dans certaines circonstances.

Par ailleurs, la société loue des réservoirs de liquides qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation.

La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 116 millions de dollars (118 millions de dollars en 2022; 126 millions de dollars en 2021).

Les paiements de loyers futurs à recevoir aux termes des contrats de location-exploitation se ventilent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Moins de un an	113	113
Entre un an et deux ans	94	111
Entre deux et trois ans	70	94
Entre trois et quatre ans	—	70
	277	388

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation s'élevaient respectivement à 796 millions de dollars et à 370 millions de dollars au 31 décembre 2023 (respectivement 802 millions de dollars et 360 millions de dollars en 2022).

Contrats de location-vente

Le 4 août 2022, TC Énergie a annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »), la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, 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 transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement aux gazoducs de la société 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 US qui se prolonge jusqu'en 2055.

Le contrat de transport regroupé contient un contrat de location comportant de multiples composantes locatives et non locatives. Les composantes locatives représentent la capacité disponible pour la CFE fournie par les gazoducs mis en service lesquels, au 31 décembre 2023, comprenaient les gazoducs Tamazunchale, les tronçons nord et latéral du gazoduc Villa de Reyes et le tronçon est du gazoduc Tula. Quant aux composantes non locatives, elles englobent les services que la société offre en matière d'exploitation et d'entretien des gazoducs de TGNH mis en service.

Le contrat de transport regroupé confère à la CFE la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de chacun des actifs mis en service ayant été identifiés; par conséquent, les contrats de location prévus dans le contrat de transport regroupé sont classés en tant que contrats de location-vente.

La société a affecté une partie de la contrepartie afférente au contrat aux composantes non locatives au titre de la prestation de services en matière d'exploitation et d'entretien sur la base du prix de vente spécifique au moyen de la méthode du coût attendu plus marge. La contrepartie résiduelle a été affectée aux composantes locatives au moyen de la méthode résiduelle en raison de l'incertitude relative au prix de vente spécifique.

En 2023, la société a comptabilisé un investissement net additionnel de 407 millions de dollars dans des contrats de location (2 319 millions de dollars en 2022) afin de refléter les actifs associés aux contrats de location-vente mis en service. Au début des contrats de location, la société exerce son jugement afin de déterminer si la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable et d'établir la valeur résiduelle des contrats de location en fonction des actifs à tarifs réglementés liés aux gazoducs de TGNH.

Le tableau qui suit présente les composantes de l'investissement net total dans des contrats de location figurant au bilan consolidé de la société :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Investissement net dans des contrats de location		
Paiements minimaux futurs au titre de la location	9 627	9 457
Produits locatifs non gagnés	(7 006)	(7 132)
Créances locatives	2 621	2 325
Provision pour pertes sur créances attendues ¹	(76)	(150)
Valeur actualisée de la valeur résiduelle non garantie	24	11
	2 569	2 186
Tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme (note 9)	(306)	(291)
	2 263	1 895

1 Comprend des pertes de change de néant (1 million de dollars en 2022).

Les paiements de loyers futurs à recevoir aux termes des contrats de location-vente existants se ventilent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Moins de un an	305	291
Entre un an et deux ans	305	291
Entre deux et trois ans	305	291
Entre trois et quatre ans	305	291
Entre quatre et cinq ans	305	291
Plus de cinq ans	8 102	8 002
	9 627	9 457

Les paiements de loyers futurs augmenteront lorsque les actifs associés aux contrats de location-vente seront mis en service.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a inscrit des produits tirés de contrats de location-vente de 279 millions de dollars (127 millions de dollars en 2022) dans les produits du secteur Gazoducs – Mexique.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a comptabilisé un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 73 millions de dollars (charge de 149 millions de dollars en 2022; néant en 2021), qui a été inscrit dans les coûts d'exploitation des centrales et autres associés à l'investissement net dans des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

12. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2023	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2023	2022	2021	2023	2022
Gazoducs – Canada						
TQM ¹	50,0 %	17	17	12	166	165
Coastal GasLink ¹	35,0 %	203	1	—	294	—
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border	50,0 %	101	92	80	599	516
Millennium	47,5 %	109	103	91	476	500
Iroquois	50,0 %	98	77	55	227	237
Autres	Divers	16	20	18	120	122
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas	60,0 %	78	150	160	1 078	1 050
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ¹	50,0 %	53	54	54	932	964
Port Neches Link LLC ^{2,3}	74,9 %	13	—	—	124	149
HoustonLink Pipeline ¹	50,0 %	1	1	1	18	19
Northern Courier ^{1,4}	néant	—	—	16	—	—
Énergie et solutions énergétiques						
Bruce Power ¹	48,3 %	690	537	411	6 242	5 783
Autres	Divers	(2)	2	—	38	30
		1 377	1 054	898	10 314	9 535

1 Classée en tant qu'EDDV. Il y a lieu de se reporter à la note 33 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

2 Classée en tant qu'EDDV en 2021.

3 En décembre 2023, TC Énergie a vendu une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC.

4 En novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 31 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Païement incitatif versé à Coastal GasLink

Les travaux mécaniques visant le projet Coastal GasLink ont été achevés en novembre 2023, ce qui plaçait le gazoduc en position de livrer du gaz naturel à l'usine de LNG Canada à la fin de 2023. Ces avancées confèrent à Coastal GasLink LP le droit de recevoir un paiement incitatif de 200 millions de dollars de LNG Canada. TC Énergie, en tant que promoteur de projet, comptabilise en totalité le montant qui a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie le 12 février 2024 conformément aux modalités contractuelles convenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP. La société a comptabilisé le paiement incitatif au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et un montant correspondant a été porté au poste « Débiteurs » au bilan consolidé.

Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la société a annoncé qu'elle s'attendait à une hausse importante des coûts du projet de gazoduc Coastal GasLink. Le 1^{er} février 2023, Coastal GasLink LP a annoncé une hausse du coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink. La hausse des coûts du projet et des besoins de financement connexes de la société étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. La société a donc effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. La société a également effectué des évaluations pour chacun des trois premiers trimestres de 2023, qui ont permis de déterminer que sa participation avait subi une perte de valeur durable. Une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts (1 943 millions de dollars après impôts) et de 3 048 millions de dollars avant impôts (2 643 millions de dollars après impôts) a donc été comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, respectivement. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

Distributions et apports

Les distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 se sont établies comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Distributions			
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 254	1 025	975
Remboursements sur la dette de Sur de Texas ^{1,2}	—	2 404	73
Autres ¹	23	228	—
	1 277	3 657	1 048
Apports¹			
Apports à Coastal GasLink	3 231	1 414	92
Financement par emprunt de Sur de Texas ²	—	1 199	—
Apports à d'autres participations comptabilisés à la valeur de consolidation	918	820	1 118
	4 149	3 433	1 210

1 Inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

2 Représentent la quote-part de TC Énergie dans les exigences de financement par emprunt de Sur de Texas et les remboursements subséquents. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Bénéfice			
Produits	6 425	5 891	5 447
Charges d'exploitation et autres charges	(3 450)	(3 390)	(3 293)
Bénéfice net	2 584	2 147	1 859
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	1 377	1 054	898

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Bilan		
Actif à court terme	3 526	3 414
Actif à long terme	42 933	37 713
Passif à court terme	(2 431)	(2 856)
Passif à long terme	(21 895)	(17 690)

Au 31 décembre 2023, la valeur comptable cumulative des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de la société était inférieur de 183 millions de dollars (299 millions de dollars en 2022) aux capitaux propres sous-jacents cumulatifs dans les actifs nets, principalement en raison de la dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, compensée en partie par les ajustements de la juste valeur au moment de l'acquisition ou de la cession partielle ainsi que par les intérêts capitalisés pendant la construction. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

13. PRÊTS À DES SOCIÉTÉS LIÉES

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

TC Énergie détient une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP dont les services ont été retenus pour aménager et exploiter le gazoduc Coastal GasLink.

Facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue

La société a conclu avec Coastal GasLink LP une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée en vue d'assurer des liquidités à court terme additionnelles et la souplesse du financement dans le cadre du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offre une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars (100 millions de dollars en 2022) et l'encours était de néant aux 31 décembre 2023 et 2022. Les charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent n'ont pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

Convention de prêt subordonné

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP qui a été modifiée le 28 juillet 2022. Au 31 décembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3,4 milliards de dollars (1,3 milliard de dollars en 2022) et l'encours était de 2 520 millions de dollars (250 millions de dollars en 2022). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, un montant de 2 020 millions de dollars (250 millions de dollars en 2022) a été inscrit à titre de dépréciation. Se reporter à la note 8 « Coastal GasLink LP » pour un complément d'information.

Sur de Texas

TC Énergie détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la détention du gazoduc Sur de Texas dont elle est l'exploitant. En 2017, TC Énergie a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise portant intérêt à un taux variable; la facilité de 1,2 milliard de dollars a été entièrement remboursée à l'échéance, soit le 15 mars 2022.

L'état consolidé des résultats de la société reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt jusqu'au moment de son remboursement le 15 mars 2022, lesquels ont été entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans la quote-part de TC Énergie dans le bénéfice de Sur de Texas comme suit :

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	—	19	87	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(19)	(87)	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	(28)	(41)	(Gains) pertes de change, montant net
Gains de change ¹	—	28	41	Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inklus dans le secteur Siège social.

2 Inklus dans le secteur Gazoducs – Mexique.

Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt intersociétés libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé avec un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a obtenu un emprunt à terme non garanti auprès de tiers dont le produit a été affecté au remboursement intégral du prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

14. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent la quasi-totalité des gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les tarifs établis par les organismes de réglementation, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services réglementés. L'environnement concurrentiel fait en sorte qu'il est probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouverts. Certains produits et certaines charges assujettis à la réglementation des services publics ou à l'établissement des tarifs habituellement inscrits à l'état des résultats sont reportés au bilan, puis ils sont censés être recouverts auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans les tarifs des services futurs.

Établissements réglementés au Canada

La plupart des gazoducs canadiens de TC Énergie sont assujettis à la réglementation de la REC en vertu de la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie (la « Loi sur la REC »). L'Agence d'évaluation d'impact du Canada continue d'évaluer les projets désignés.

La REC assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada de compétence fédérale.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de TC Énergie sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par la REC. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, l'organisme de réglementation permet généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société, en fonction de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL est exploité en vertu du règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement offre au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil spécifié et un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec ses clients.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité en vertu de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 »). En avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité (le « règlement 2021-2026 visant le réseau principal ») qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2021. À l'instar du règlement précédent, le règlement 2021-2026 visant le réseau principal reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et prévoit un incitatif à réaliser des efficacités de coûts opérationnelles ou à augmenter les produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les clients que pour TC Énergie.

La stabilisation des droits est assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte de stabilisation des droits et le compte d'ajustement à court terme (« CACT »), qui permettent de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits du réseau et son coût du service pour chaque année de la durée du règlement 2021-2026 visant le réseau principal. Une partie du CACT a commencé à être amortie en 2023 conformément aux modalités décrites dans le règlement 2021-2026 visant le réseau principal lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement ont été atteints. Tout comme le CACT, le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») et le compte d'ajustement provisoire ont été utilisés pour recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service au cours du règlement précédent et ils sont amortis sur la durée de vie du règlement 2021-2026 et de la décision de 2014, respectivement.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs réglementés de TC Énergie aux États-Unis sont exploités en vertu des dispositions des lois intitulées Natural Gas Act of 1938 (« NGA »), Natural Gas Policy Act of 1978 et Energy Policy Act of 2005, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction, l'acquisition et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes, dont la réglementation des tarifs qui prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle les gazoducs réglementés aux États-Unis peuvent accorder des remises ou négocier leurs tarifs de façon non discriminatoire. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis, en fonction de sa participation effective et de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. 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. 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.

Par ailleurs, Columbia Gas maintient un programme de modernisation approuvé par la FERC prévoyant le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi additionnel jusqu'à concurrence de 1,2 milliard de dollars US sur une période de quatre ans jusqu'en 2024 pour moderniser le réseau de Columbia Gas, rehaussant ainsi l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service.

ANR Pipeline

ANR Pipeline a été exploitée, jusqu'au 31 juillet 2022, en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 2016. Pour satisfaire aux conditions du règlement de 2016, ANR Pipeline a déposé, en janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport. En décembre 2022, ANR Pipeline a déposé une entente de règlement (entente de règlement de 2022 visant ANR) auprès de la FERC. L'entente de règlement de 2022 visant ANR porte sur l'entente intervenue entre ANR Pipeline, ses clients et le personnel de la FERC pour résoudre des questions en suspens concernant le dossier tarifaire original déposé en janvier 2022 qui a pris effet en août 2022. Le règlement de 2022 visant ANR a été approuvé par la FERC le 11 avril 2023. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} novembre 2025. ANR devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} août 2028. Au cours du deuxième trimestre de 2023, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients.

Columbia Gulf

Columbia Gulf est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en décembre 2019 (le « règlement de 2019 visant Columbia Gulf ») selon lequel Columbia Gulf est tenue de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 31 janvier 2027. Le règlement de 2019 visant Columbia Gulf prévoyait un moratoire qui a pris fin en août 2022. En juillet 2023, préalablement à son obligation de déposer un dossier tarifaire général en vertu du règlement de 2019 visant Columbia Gulf, Columbia Gulf est parvenue à un règlement avec ses clients qui prendra effet le 1^{er} mars 2024 et elle a obtenu l'approbation de la FERC en août 2023 (le « règlement de 2023 visant Columbia Gulf »). Le règlement de 2023 visant Columbia Gulf prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 28 février 2027 et Columbia Gulf devra soumettre une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} mars 2029.

Great Lakes

Great Lakes est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en février 2018 qui n'impose aucun moratoire. Toutefois, Great Lakes était tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 31 mars 2022.

En mars 2022, Great Lakes a déposé un règlement tarifaire (le « règlement de 2022 visant Great Lakes ») auprès de la FERC qui satisfait aux obligations énoncées dans le règlement de 2017 qu'a déposé Great Lakes pour s'assurer que les tarifs entrent en vigueur au plus tard en octobre 2022. Le règlement de 2022 visant Great Lakes qu'a approuvé la FERC en avril 2022 maintient les tarifs maximums de transport existants de Great Lakes jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement de 2022 visant Great Lakes prévoit un moratoire jusqu'au 31 octobre 2025. Great Lakes sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 30 avril 2025, ces nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} novembre 2025.

Tuscarora

Tuscarora est exploitée en vertu des tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en août 2019. En vertu de ce règlement, Tuscarora était tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 1^{er} février 2023. Tuscarora a déposé, en juillet 2022, un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums devant entrer en vigueur le 1^{er} février 2023, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Le 24 mars 2023, Tuscarora a déposé une entente de règlement auprès de la FERC, qui a été approuvée le 6 septembre 2023.

Gas Transmission Northwest

Gas Transmission Northwest (« GTN ») est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC le 18 novembre 2021 (le « règlement de 2021 visant GTN »). Le règlement de 2021 visant GTN satisfait aux obligations énoncées dans les règlements tarifaires de 2015 et de 2018 qu'a déposés GTN pour s'assurer que les tarifs entrent en vigueur au plus tard le 1^{er} janvier 2022 et proroge, à leurs niveaux actuels, les tarifs maximums de transport existants. Les taux d'amortissement annuels de GTN demeurent inchangés. Le règlement de 2021 visant GTN prévoit un moratoire jusqu'au 31 décembre 2023. De plus, le règlement de 2021 visant GTN permet à GTN de recouvrer des paiements versés dans les États de l'Oregon et de Washington au titre des taxes sur les émissions de gaz à effet de serre et sur le carbone. GTN est tenue de déposer une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} avril 2024. GTN a donc déposé, le 29 septembre 2023, un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2024, et pouvant faire l'objet d'un remboursement.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TC Énergie au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. Les tarifs en vigueur relativement aux gazoducs au Mexique de TC Énergie sont conformes à la réglementation économique de la CRE prévoyant le recouvrement des coûts, dont un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)	2023	2022
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	s. o.	2 204	1 817
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	29	2
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,3}	s. o.	54	28
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	1-6	11	19
Autres	s. o.	108	111
		2 406	1 977
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 9)		76	67
		2 330	1 910
Passifs réglementaires			
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁵	s. o.	2 355	2 014
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁶	s. o.	1 137	1 197
Comptes d'ajustement à court terme et de stabilisation des droits du réseau principal au Canada ^{7,8}	s. o.	437	284
Compte d'ajustement provisoire du réseau principal au Canada ⁷	7	376	429
Coût de retrait des installations ⁹	s. o.	351	337
Impôts reportés ¹	s. o.	198	181
Compte d'ajustement à long terme du réseau principal au Canada ^{7,10}	3	111	149
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ¹¹	s. o.	42	43
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	23	50
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	s. o.	6	10
Autres	s. o.	54	99
		5 090	4 793
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 18)		284	273
		4 806	4 520

- Ces actifs et passifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs ou passifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.
- Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits devant être prise en compte dans la détermination des tarifs pour l'année suivante.
- Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans la tarification future.
- Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- Ce solde représente les montants des fonds prélevés au moyen de droits auprès des clients qui sont inclus dans les placements restreints en raison de l'ICQF dans le but de financer les coûts futurs de cessation d'exploitation d'installations de gazoduc de la société réglementées par la REC.
- Le taux d'imposition fédéral des sociétés en vigueur aux États-Unis est passé de 35 % à 21 % en 2017 en raison de la Loi H.R.1 intitulée Tax Cuts and Jobs Act (la « réforme fiscale aux États-Unis »). Le solde des établissements réglementés aux États-Unis, le cas échéant, représente les passifs réglementaires établis calculés selon les modifications prescrites par la FERC en 2018 conformément à la réforme fiscale aux États-Unis et qui sont amortis sur des durées variables qui se rapprochent de la reprise attendue des passifs d'impôts reportés sous-jacents ayant donné lieu aux passifs réglementaires.
- Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts auxquels s'ajoutent les ajustements au titre de la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030.
- Aux termes du règlement 2021-2026 visant le réseau principal, une partie du CACT a commencé à faire l'objet d'un amortissement en 2023 du fait que les seuils prédéfinis ont été atteints, sur la durée précisée dans l'entente de règlement.
- Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouverts dans les tarifs de certaines activités à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.
- Aux termes du règlement 2021-2026 visant le réseau principal, un montant de 223 millions de dollars est amorti au cours de la période de règlement de six ans.
- Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires recouverts aux termes des tarifs approuvés par la FERC et qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC, un montant de 42 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2023 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

15. ÉCART D'ACQUISITION

Le solde de l'écart d'acquisition de la société figurant au bilan consolidé comprend les montants suivants :

aux 31 décembre (en millions)	2023		2022	
	Dollars canadiens	Dollars US	Dollars canadiens	Dollars US
Columbia Pipeline Group, Inc.	9 708	7 351	9 948	7 351
ANR	2 570	1 946	2 634	1 946
Great Lakes	161	122	165	122
North Baja	63	48	65	48
Tuscarora	30	23	31	23
	12 532	9 490	12 843	9 490

Les changements apportés à l'écart d'acquisition se présentent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis
Solde au 1 ^{er} janvier 2022	12 582
Charge de dépréciation de Great Lakes	(571)
Variations des taux de change	832
Solde au 31 décembre 2022	12 843
Variations des taux de change	(311)
Solde au 31 décembre 2023	12 532

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2023, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de toutes les unités d'exploitation sous-jacentes, à l'exception des unités d'exploitation Tuscarora et North Baja. Elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Columbia

Dans le cadre de son programme de sortie d'actifs annoncé en 2022, la société a réalisé la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf le 4 octobre 2023. Dans le cadre du processus menant à la vente, la société a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en date du 30 juin 2023.

L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans l'analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition de la société est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à l'unité d'exploitation Columbia, la société a effectué une analyse au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et elle a appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et un multiple de la valeur faisant appel à des estimations et des jugements importants. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia, comprenant les unités Columbia Gas et Columbia Gulf, était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'était pas déprécié, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable était inférieur à 10 %. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Columbia.

La société a évalué les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia entre le 30 juin 2023 et le 31 décembre 2023 et elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur demeurait supérieure à la valeur comptable, écart d'acquisition compris.

North Baja et Tuscarora

La société a choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 63 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation North Baja en date du 31 décembre 2023, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018. La société a également choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 30 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation Tuscarora, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018 et du règlement ultérieur du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de la NGA déposé par Tuscarora en 2023. Il a été établi que la juste valeur de North Baja et celle de Tuscarora dépassaient leur valeur comptable respective, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2023.

Great Lakes

En mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement préalable au dépôt avec ses clients et déposé un règlement tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes duquel Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025. La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses grâce à une analyse au moyen du modèle des flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Il a été déterminé que la juste valeur estimative de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, et qu'une charge de dépréciation était nécessaire. En conséquence, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant impôts (531 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 au titre du secteur Gazoducs – États-Unis, qui est prise en compte dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres à l'état consolidé des résultats. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great-Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 31 décembre 2022. Il existe un risque que d'autres réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. La majeure partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes a été affectée à l'écart d'acquisition non déductible et le recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars était attribuable à la partie de l'écart d'acquisition qui était déductible aux fins de l'impôt. L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans l'analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition de la société est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à chacune des unités d'exploitation, la société a eu recours aux flux de trésorerie futurs prévus et appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque faisant appel à des estimations et jugements importants.

Programme de sortie d'actifs

TC Énergie a fait des avancées pour ce qui est du déploiement de son programme de sortie d'actifs annoncé en 2022, qui pourrait viser la cession d'unités d'exploitation ou de parties de celles-ci. Ces cessions pourraient porter sur des actifs comportant un écart d'acquisition. L'écart d'acquisition pourrait faire l'objet d'une dépréciation advenant le cas où une transaction de vente indiquerait une valeur inférieure à la valeur estimative précédente. En cas de vente partielle de ces actifs, le produit prévu sera pris en compte dans l'évaluation, par la direction, de la juste valeur des participations conservées et de tout écart d'acquisition associé. La société continuera d'évaluer d'autres occasions de rotation du capital.

16. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Actifs d'impôts reportés (note 20)	1 332	1 070
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 28)	518	563
Actifs de contrat à long terme (note 6)	457	355
Projets d'investissement en cours d'aménagement	237	99
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 29)	155	91
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 7)	34	44
Recouvrement de la provision environnementale liée à Keystone (note 18)	33	240
Autres	252	323
	3 018	2 785

17. BILLETS À PAYER

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2023		2022	
	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré
Canada ¹	—	—	5 971	4,9 %
Mexique (néant en 2023; 215 \$ US en 2022) ²	—	—	291	6,0 %
	—		6 262	

1 Au 31 décembre 2023, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens d'un montant de néant (2 810 millions de dollars en 2022) et des billets libellés en dollars US d'un montant de néant (2 336 millions de dollars US en 2022).

2 En janvier 2023, la filiale mexicaine de la société a remboursé intégralement l'encours et résilié sa facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang à vue de 5,0 milliards de pesos mexicains.

Le 25 août 2023, TransCanada PipeLines (« TCPL ») a remboursé intégralement son emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,5 milliard de dollars de 364 jours, portant intérêt à un taux variable, qui avait été contracté le 22 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés par TCPL au Canada et par une filiale mexicaine en propriété exclusive au Mexique.

Au 31 décembre 2023, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 11,6 milliards de dollars (12,9 milliards de dollars en 2022). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux variables négociés de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

aux 31 décembre (en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)		2023		2022	
Emprunteurs	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹	Total des facilités
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogéables²					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2028	3,0	3,0	3,0
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2024	2,5 US	2,5 US	3,0 US
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	2,5 US	2,5 US	2,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue²					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue	2,0 ³	1,0	2,1 ³
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	—	—	5,0 MXN ³

1 La capacité inutilisée est présentée déduction faite du papier commercial en cours et des emprunts sur la facilité de crédit.

2 Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec les filiales de la société peuvent restreindre la capacité de ces dernières de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. Si de telles restrictions s'appliquent, elles pourraient, par conséquent, avoir une incidence sur la capacité de la société à déclarer et à payer des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Par ailleurs, aux termes de ces actes de fiducie et accords de crédit, la société doit se conformer à diverses clauses comportant obligation de faire et de ne pas faire tout en maintenant certains ratios financiers. Au 31 décembre 2023, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière.

3 Ou l'équivalent en dollars US.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées a été de 14 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (14 millions de dollars en 2022; 17 millions de dollars en 2021).

18. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Fournisseurs	4 832	4 330
Juste valeur des contrats dérivés (note 29)	1 143	871
Passifs réglementaires (note 14)	284	273
Provision environnementale liée à Keystone	122	650
Passifs sur contrats (note 6)	69	62
Titres de catégorie C (note 7)	19	37
Apport contractuel à Coastal GasLink (notes 8, 12 et 33)	—	537
Autres	518	389
	6 987	7 149

Provision environnementale liée à Keystone

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Au 31 décembre 2022, la société a comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent toujours pas être établies. Le coût estimatif de cet incident a été ajusté à 794 millions de dollars en date du 30 juin 2023, à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris, et il n'avait pas varié de ce montant en date du 31 décembre 2023. Au 31 décembre 2023, les montants versés relativement au passif au titre des mesures environnementales correctives s'établissaient à 676 millions de dollars (néant au 31 décembre 2022). Le solde résiduel figurant aux postes « Créditeurs et autres » et « Autres passifs à long terme » au bilan consolidé de la société se chiffrait à 122 millions de dollars et à 9 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023 (650 millions de dollars et néant, respectivement, au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2023, le recouvrement attendu des coûts estimatifs restants des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à de 150 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 33 millions de dollars (410 millions de dollars et 240 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2022). Un montant supplémentaire de 36 millions de dollars comptabilisé au cours de l'exercice devrait être recouvré auprès de la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de TC Énergie. Ce montant a été comptabilisé à titre de charge au poste « Intérêts créditeurs et autres » à l'état consolidé des résultats. Au cours de l'exercice, la société a reçu un montant de 575 millions de dollars (néant en 2022) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. Des activités de remise en état sont en cours et devraient se poursuivre en 2024.

19. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 11)	401	379
Juste valeur des contrats dérivés (note 29)	106	151
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 28)	97	111
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	64	79
Passifs sur contrats à long terme (note 6)	12	32
Autres	335	265
	1 015	1 017

20. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Canada	(446)	(2 154)	(292)
Pays étrangers	4 456	3 528	2 458
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166

Charge d'impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Exigibles			
Canada	73	43	29
Pays étrangers	858	372	276
	931	415	305
Reportés			
Canada	(39)	(467)	(327)
Pays étrangers	50	641	142
	11	174	(185)
Charge d'impôts	942	589	120

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	23,0 %	23,0 %	23,0 %
Charge d'impôts prévue	922	316	498
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(260)	(174)	(139)
Différence des taux d'imposition étrangers	(174)	(271)	(230)
Bénéfice tiré des participations sans contrôle et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(56)	(54)	(70)
Provision pour moins-value (reprise)	197	199	(8)
(Gains) et pertes en capital non imposables	196	173	—
Exposition au change au Mexique;	132	9	10
Incidence des ajustements liés à l'inflation au Mexique	1	24	32
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	196	—
Impôt minimum aux États-Unis	(14)	96	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition non déductible	—	91	—
Autres	(2)	(16)	27
Charge d'impôts	942	589	120

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 833	1 519
Montants reportés réglementaires et autres	569	571
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	206	333
Autres	73	193
	2 681	2 616
Moins : provision pour moins-value	730	640
	1 951	1 976
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	6 816	6 686
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 115	1 152
Impôts sur les besoins en produits futurs	493	397
Instruments financiers	160	126
Autres	160	193
	8 744	8 554
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 793	6 578

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à long terme (note 16)	1 332	1 070
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	8 125	7 648
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 793	6 578

Au 31 décembre 2023, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 6 593 millions de dollars (5 429 millions de dollars en 2022) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2043. La société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffrant à 478 millions de dollars (251 millions de dollars en 2022) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada et qui n'ont pas de date d'expiration. La société a également des crédits d'impôts minimums des sociétés en Ontario de 140 millions de dollars (126 millions de dollars en 2022), qui échoient de 2026 à 2043. Au 31 décembre 2023, la société n'a constaté aucun avantage découlant des crédits d'impôts minimum des sociétés de 22 millions de dollars (22 millions de dollars en 2022).

Au 31 décembre 2023, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 47 millions de dollars US (69 millions de dollars US en 2022) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2033.

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 730 millions de dollars et de 640 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement aux 31 décembre 2023 et 2022. L'augmentation de la provision pour moins-value est attribuable avant tout aux fluctuations du change en lien avec les pertes en capital non constatées et les pertes en capital non imposables latentes sur la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Au 31 décembre 2023, la société avait comptabilisé une provision pour moins-value totalisant 358 millions de dollars (173 millions de dollars en 2022) par suite de la dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink, ce qui a eu pour résultat qu'une partie de la dépréciation comportait des pertes en capital non imposables latentes. Ces pertes n'ont pas été constatées au 31 décembre 2023. Chaque date de clôture, la société tient compte des nouveaux éléments probants, favorables ou défavorables, pouvant avoir une incidence sur la réalisation future des actifs d'impôts reportés. Au 31 décembre 2023, la société a déterminé qu'elle disposait d'éléments probants suffisants pour conclure qu'il est plus probable qu'improbable que le montant net des actifs d'impôts reportés se réalisera.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de charge d'impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 1 629 millions de dollars au 31 décembre 2023 (1 216 millions de dollars en 2022).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2023, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 836 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 394 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2022; versements de 371 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2021).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	91	80	52
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	9	6	5
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(1)	—	(1)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	16	7	26
Caducité des délais de prescription	(30)	(2)	(2)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	85	91	80

TC Énergie impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2023 comprend un montant de 3 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (6 millions de dollars en 2022; 1 million de dollars en 2021). Au 31 décembre 2023, la société avait constaté 21 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (18 millions de dollars en 2022; 12 millions de dollars en 2021). La société n'a fait l'objet d'aucune pénalité liée aux incertitudes en matière de fiscalité afférentes à la charge d'impôts des exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 et les pénalités étaient de néant aux 31 décembre 2023, 2022 et 2021.

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TC Énergie ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence significative sur ses états financiers.

TC Énergie et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2015 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral, étatique et local d'importance aux États-Unis a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2015 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral d'importance au Mexique a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2017 inclusivement.

Vérification fiscale au Mexique

En 2019, l'administration fiscale mexicaine (le service d'administration fiscale ou « SAT ») a réalisé une vérification de la déclaration fiscale de 2013 de l'une des filiales de la société au Mexique. Cette vérification a donné lieu à un avis de cotisation refusant la déduction de toutes les charges d'intérêts et à une cotisation supplémentaire en impôts, pénalités et charges financières totalisant moins de 1 million de dollars US. La société était en désaccord avec cet avis et a engagé des procédures en vue de le contester. En janvier 2022, TC Énergie a reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle confirmait l'avis du SAT. De septembre 2021 à février 2022, le SAT a établi les avis de cotisation pour les années d'imposition 2014 à 2017 qui refusaient la déduction de toutes les charges d'intérêts et fixaient une retenue d'impôts différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts sur le bénéfice et retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières.

En 2022, TC Énergie a conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021 et comptabilisé une charge d'impôts de 196 millions de dollars (153 millions de dollars US) comprenant des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

21. DETTE À LONG TERME

aux 31 décembre		2023		2022	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	Encours	Taux d'intérêt ¹	Encours	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2024 à 2052	15 466	4,6 %	13 966	4,5 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (16 167 \$ US en 2023; 15 542 \$ US en 2022)	2024 à 2049	21 349	5,0 %	21 032	4,9 %
		36 815		34 998	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (néant en 2023; 200 \$ US en 2022)		—	—	271	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2023 et 2022)	2026	43	7,5 %	44	7,5 %
		647		919	
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.					
Billets de premier rang non garantis ²					
En dollars US (néant en 2023; 1 500 \$ US en 2022)		—	—	2 030	4,9 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis ²					
En dollars US (6 100 \$ US en 2023; néant en 2022)	2025 à 2063	8 055	6,1 %	—	—
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis ²					
En dollars US (1 000 \$ US en 2023; néant en 2022)	2026 à 2028	1 320	6,2 %	—	—
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 172 \$ US en 2023 et 2022)	2024 à 2037	1 548	4,1 %	1 587	4,1 %
TC PIPELINES, LP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (850 \$ US en 2023 et 2022)	2025 à 2027	1 122	4,2 %	1 150	4,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (375 \$ US en 2023; 325 \$ US en 2022)	2030 à 2035	495	4,4 %	440	4,3 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2023 et 2022)	2030 à 2031	330	2,8 %	338	2,8 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (125 \$ US en 2023; 146 \$ US en 2022)	2028 à 2030	165	7,6 %	198	7,6 %

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2023		2022	
		Encours	Taux d'intérêt ¹	Encours	Taux d'intérêt ¹
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (néant en 2023; 34 \$ US en 2022)		—	—	46	6,5 %
TC ENERGIA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
Emprunt à terme de premier rang non garanti					
En dollars US (1 800 \$ US en 2023; néant en 2022)	2028	2 377	7,7 %	—	—
Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang					
En dollars US (185 \$ US en 2023; néant en 2022)	2028	244	7,7 %	—	—
		2 621			
		53 118		41 706	
Tranche à court terme de la dette à long terme					
		(2 938)		(1 898)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette					
		(312)		(239)	
Ajustements de la juste valeur ³					
		108		76	
		49 976		39 645	

- 1 Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus, lesquels sont ajustés pour tenir compte des commissions sur prêts, des primes et des escomptes. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.
- 2 Le 8 août 2023, Columbia Pipelines Group, Inc. a transféré des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,5 milliard de dollars US à Columbia Pipelines Operating Company LLC avant la vente, réalisée le 4 octobre 2023, d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Avant la clôture de cette vente, des billets de premier rang non garantis d'un montant de 5,6 milliards de dollars US ont été émis. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.
- 3 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 119 millions de dollars (140 millions de dollars en 2022) afférent à l'acquisition de Columbia Pipeline Group Inc. Ces ajustements tiennent compte également d'une diminution de 11 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022) attribuable au risque de taux d'intérêt couvert. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2023, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissaient approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2024	2025	2026	2027	2028
Remboursements de capital sur la dette à long terme	2 938	2 779	5 287	3 096	6 232

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2023 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	400	Variable
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2032	800	5,33 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2026	400	4,35 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2052	300	5,92 %
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2024	1 250 US	1,00 %
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	1 000 US	2,50 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2024	750	Variable
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2031	500	2,97 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Septembre 2047	250	4,33 % ³
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	Janvier 2028	500 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2032	300 US	3,43 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2034	200 US	3,58 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2037	200 US	3,73 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2029	100 US	3,26 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	125 US	2,68 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2021	Emprunt à terme non garanti	Août 2024	13 US	Variable

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
FILIALES DE KEYSTONE XL⁴					
	Diverses dates	Facilité de crédit liée au projet	Juin 2021	849 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.⁵					
	Janvier 2021	Emprunt à terme non garanti	Juin 2022	4 040 US	Variable

1 Cet emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission relatifs à la dette non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

2 Remboursables à vue à leur valeur nominale en mars 2024 ou en tout temps par la suite.

3 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 4,19 %.

4 En janvier 2021, la société a mis en place une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, qui est entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours contre la société. Cette facilité de crédit a été par la suite ramenée à 1,6 milliard de dollars US et le gouvernement de l'Alberta a remboursé tout l'encours de cette facilité en juin 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Keystone XL » pour un complément d'information.

5 En décembre 2020, Columbia a conclu un emprunt à terme non garanti de 4,2 milliards de dollars US. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence. L'emprunt a été remboursé intégralement en décembre 2021.

Le 9 janvier 2024, Columbia Pipelines Holding Company LLC a émis des billets de premier rang non garantis de 500 millions de dollars US échéant en janvier 2034 et portant intérêt à un taux fixe de 5,68 %.

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2023 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Octobre 2023	Billets de premier rang non garantis	625 US	3,75 %
	Septembre 2023	Billets de premier rang non garantis ¹	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
	Décembre 2022	Billets à moyen terme	25	9,95 %
	Août 2022	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	2,50 %
	Novembre 2021	Billets à moyen terme	500	3,65 %
	Janvier 2021	Débetures	400 US	9,88 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Novembre 2023	Emprunt à terme non garanti	32 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
TC ENERGIA MEXICANA, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	315 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti ²	4 040 US	Variable
NORTH BAJA PIPELINE, LLC				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
TC PIPELINES, LP				
	Novembre 2021	Emprunt à terme non garanti	450 US	Variable
	Mars 2021	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,65 %
ANR PIPELINE COMPANY				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	300 US	9,63 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	10 US	9,09 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Octobre 2021	Facilité d'emprunt non garantie	93 US	Variable
FILIALES DE KEYSTONE XL³				
	Juin 2021	Facilité de crédit liée au projet	849 US	Variable

- 1 En mai 2023, la société a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1 024 millions de dollars US qui a été entièrement prélevé et qui a été remboursé intégralement en septembre 2023. Des frais d'émission relatifs à la dette non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.
- 2 En décembre 2020, Columbia a conclu un emprunt à terme non garanti de 4,2 milliards de dollars US. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence. L'emprunt a été remboursé intégralement en décembre 2021. Des frais d'émission relatifs à la dette non amortis connexes de 5 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.
- 3 En juin 2021, conformément aux modalités de la garantie, le gouvernement de l'Alberta a remboursé l'encours de 849 millions de dollars US en vertu de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL portant intérêt à un taux variable et qui, par la suite, a été résiliée, ce qui n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Keystone XL » pour un complément d'information.

En mars 2021, TC PipeLines, LP, filiale de la société, a résilié sa facilité de crédit non garantie d'un montant de 500 millions de dollars US portant intérêt à taux variable et pour laquelle il n'y avait plus aucun encours.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Intérêts sur la dette à long terme	2 562	1 883	1 841
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	617	543	453
Intérêts sur la dette à court terme	165	153	10
Intérêts capitalisés	(187)	(27)	(22)
Amortissement et autres charges financières ¹	106	36	78
	3 263	2 588	2 360

1 L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les pertes sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêts de 2 931 millions de dollars en 2023 (2 478 millions de dollars en 2022; 2 299 millions de dollars en 2021) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

22. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

aux 31 décembre	Date d'échéance	2023		2022	
		Encours	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours	Taux d'intérêt effectif ¹
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ²	2067	1 320	6,5 %	1 353	6,2 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,88 % ^{3,4}	2075	990	7,8 %	1 015	7,4 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,13 % ^{3,4}	2076	1 585	8,3 %	1 624	8,0 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{3,4}	2077	1 981	7,5 %	2 030	7,1 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{3,4}	2077	1 500	7,0 %	1 500	6,8 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{3,4}	2079	1 453	8,0 %	1 488	7,6 %
Billets d'un montant de 500 \$ émis en 2021, à 4,45 % ^{3,5}	2081	500	5,7 %	500	5,7 %
Billets d'un montant de 800 \$ US émis en 2022, à 5,85 % ^{3,5}	2082	1 056	7,1 %	1 083	7,2 %
		10 385		10 593	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(98)		(98)	
		10 287		10 495	

- 1 Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus à l'aide du taux d'intérêt nominal et des ajustements de taux futurs estimatifs, lesquels sont ajustés pour tenir compte des frais d'émission et des escomptes.
- 2 Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US ont été émis en 2007 au taux fixe de 6,35 % et convertis en 2017 à un taux variable.
- 3 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TC Énergie puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.
- 4 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être converti en un taux variable.
- 5 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans.

En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang ou autres obligations de TCPL, actuels et futurs.

En mars 2022, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2022-A pour un montant de 800 millions de dollars US à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,60 % par année pendant les dix premières années et qui sera ajusté au dixième anniversaire et à tous les cinq ans par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 800 millions de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,85 % par année qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2032 jusqu'en mars 2052 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 4,236 % par année et il sera ajusté à tous les cinq ans à compter de mars 2052 jusqu'en mars 2082 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans majoré de 4,986 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 7 décembre 2031 et le 7 mars 2032 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mars 2021, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2021-A pour un montant de 500 millions de dollars à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,20 % par année pendant les dix premières années et qui sera ajusté au dixième anniversaire et à tous les cinq ans par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 500 millions de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,45 % par année qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2031 jusqu'en mars 2051 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 3,316 % par année et il sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2051 jusqu'en mars 2081 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernements du Canada à cinq ans majoré de 4,066 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à compter du 4 décembre 2030 jusqu'au 4 mars 2031 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets émis entre la fiducie et TCPL (les « billets de fiducie ») et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

23. (GAINS) PERTES DE CHANGE, MONTANT NET

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Instrumentes dérivés détenus à des fins de transaction (note 29)	(401)	151	(37)
Autres	81	34	27
	(320)	185	(10)

24. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Cession d'une participation

Columbia Gas et Columbia Gulf

Le 4 octobre 2023, TC Énergie a mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners (« GIP ») pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). La société détient toujours une participation donnant le contrôle dans ces sociétés et elle demeure l'exploitant de ces gazoducs. TC Énergie et GIP financeront chacune leur quote-part des dépenses en immobilisations annuelles visant la maintenance, la modernisation et les projets de croissance approuvés au moyen des flux de trésorerie générés en interne, de financements par emprunt par les entités de Columbia ou d'apports proportionnels de leur part.

La vente a été comptabilisée comme une transaction sur les capitaux propres, dont un montant de 9,5 milliards de dollars (6,9 milliards de dollars US) a été porté au poste « Participations sans contrôle » pour tenir compte de la variation de 40 % de la participation de la société dans Columbia Gulf et Columbia Gas. L'écart entre la participation sans contrôle comptabilisée et la contrepartie reçue a été porté en diminution du surplus d'apport de 3,5 milliards de dollars (3,0 milliards de dollars US), déduction faite des impôts et des coûts de transaction.

Avant la clôture de la vente, Columbia Pipelines Operating Company LLC et Columbia Pipelines Holding Company LLC ont émis, le 8 août 2023, des titres d'emprunt de premier rang non garantis à long terme de 4,6 milliards de dollars US et de 1,0 milliard de dollars US, respectivement, dont la totalité du produit a été versée à TC Énergie. Le produit net de ces placements et de la vente a été affecté au remboursement de dettes intersociétés et de dettes envers des tiers. Il y a lieu de se reporter à la note 21 « Dette à long terme » pour un complément d'information.

Acquisitions

Parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023 et le 14 juin 2023, TC Énergie a acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna (« Fluvanna ») et le parc éolien Blue Cloud (« Blue Cloud »), respectivement. Un investisseur en avantages fiscaux détient 100 % des participations de catégorie A de chacun de ces actifs d'exploitation, et un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie lui est attribué. Les participations des investisseurs en avantages fiscaux ont été comptabilisées à titre de participations sans contrôle d'une juste valeur globale estimative de 222 millions de dollars (167 millions de dollars US).

TC Énergie a déterminé que le recours à la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, qui permet de répartir le bénéfice entre la société et les investisseurs en avantages fiscaux, était appropriée étant donné que le bénéfice, les attributs fiscaux et les flux de trésorerie générés par Fluvanna et par Blue Cloud sont répartis entre les détenteurs de participations de catégorie A et B sur une base autre que le pourcentage de participation. La société calcule le bénéfice qu'elle tire de ces projets par application de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, selon la façon dont les projets répartiraient et distribueraient leur trésorerie si les actifs nets étaient vendus à leur valeur comptable à la date de présentation de l'information financière aux termes des dispositions des conventions d'avantages fiscaux.

TC Énergie a déterminé qu'elle détient une participation financière conférant le contrôle dans les deux projets et elle a consolidé les entités acquises en tant qu'entités comportant droit de vote. La participation des investisseurs en avantages fiscaux a été comptabilisée à titre de participations sans contrôle d'une juste valeur estimative de 106 millions de dollars (80 millions de dollars US) pour Fluvanna et de 116 millions de dollars (87 millions de dollars US) pour Blue Cloud. Ces transactions sont comptabilisées comme des acquisitions d'actifs et, par conséquent, elles n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'un écart d'acquisition.

TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, la société a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. Aux termes de cette transaction, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP ont reçu 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public émise et en circulation de TC PipeLines, LP, ce qui représente un total de 37 955 093 actions ordinaires de TC Énergie. TC PipeLines, LP est ainsi devenue une filiale indirecte en propriété exclusive de TC Énergie.

Puisque la société contrôlait TC Pipelines, LP, cette acquisition a été prise en compte comme une transaction sur les capitaux propres qui a eu l'effet suivant sur le bilan consolidé :

(en millions de dollars canadiens)	3 mars 2021
Actions ordinaires	2 063
Surplus d'apport	(398)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	353
Participations sans contrôle	(1 563)
Passifs d'impôts reportés	(443)
Autres	(12)

Participations sans contrôle

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats et les participations sans contrôle présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Participations sans contrôle au 31 décembre 2023	Bénéfice (perte) attribuable aux participations sans contrôle			Participations sans contrôle	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2023	2022	2021	2023	2022
Columbia Gas et Columbia Gulf	40,0 %	143	—	—	9 167	—
Portland Natural Gas Transmission System	38,3 %	41	37	30	106	126
Parcs éoliens au Texas	100 % ¹	(38)	—	—	182	—
TC PipeLines, LP	Néant ²	—	—	60	—	—
Participation sans contrôle rachetable (note 7)	Néant	—	—	1	—	—
		146	37	91	9 455	126

1 Les participations sans contrôle dans les parcs éoliens au Texas englobent les participations de catégorie A.

2 Antérieurement à l'acquisition conclue le 3 mars 2021, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP était de 74,5 %.

25. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2021	940 064	24 488
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 24)	37 955	2 063
Exercice d'options	2 797	165
En circulation au 31 décembre 2021	980 816	26 716
Émises aux termes d'un appel public à l'épargne ¹	28 400	1 754
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	5 916	342
Exercice d'options	2 830	183
En circulation au 31 décembre 2022	1 017 962	28 995
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	19 464	1 003
Exercice d'options	62	4
En circulation au 31 décembre 2023	1 037 488	30 002

1 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Actions ordinaires émises aux termes d'un appel public à l'épargne

Le 10 août 2022, TC Énergie a émis 28 400 000 actions ordinaires au prix de 63,50 \$ chacune pour un produit brut total d'environ 1,8 milliard de dollars.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») de la société, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

En ce qui a trait aux périodes allant du 1^{er} janvier 2021 au 31 août 2022 et commençant après le 31 juillet 2023, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie ont été achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Acquisition de TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, TC Énergie a émis 37 955 093 actions ordinaires visant l'acquisition de toutes les parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Bénéfice net (perte nette) par action de base et dilué(e)

Le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action comprend des options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TC Énergie et, du 31 août 2022 au 31 juillet 2023, des actions ordinaires pouvant être émises sur le capital autorisé en vertu du RRD.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation			
(en millions)	2023	2022	2021
De base	1 030	995	973
Dilué	1 030	996	974

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2023	6 109	63,86 \$	
Attribution	1 933	56,66 \$	
Exercice	(62)	48,44 \$	
Extinction/expiration	(544)	60,60 \$	
En cours au 31 décembre 2023	7 436	62,36 \$	4,1
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2023	4 375	64,47 \$	3,0

Au 31 décembre 2023, 2 267 871 actions ordinaires additionnelles étaient réservées pour émission future sur le capital autorisé conformément au régime d'options sur actions de TC Énergie. La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis en tranches égales à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées et s'est fondée sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Juste valeur moyenne pondérée	7,88 \$	8,24 \$	7,39 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,1	5,4	5,4
Taux d'intérêt	2,9 %	1,6 %	0,5 %
Volatilité ²	24 %	22 %	25 %
Rendement de l'action	6,3 %	5,5 %	6,0 %

1 La durée prévue est fonction des options qui ont été exercées par le passé.

2 La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 9 millions de dollars en 2023 (10 millions de dollars en 2022; 12 millions de dollars en 2021). Au 31 décembre 2023, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 12 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période moyenne pondérée de deux ans.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	—	33	28
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	76	89	110
Total des actions aux droits acquis	1,5 million	1,6 million	1,9 million

Au 31 décembre 2023, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées et celle du total des options en cours étaient de néant.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TC Énergie est conçu de manière à accorder au conseil d'administration (le « conseil ») le temps nécessaire pour explorer et élaborer d'autres propositions visant à maximiser la valeur actionnariale si la société est visée par une offre publique d'achat et à favoriser le traitement équitable des actionnaires, le cas échéant. Chaque action ordinaire est assortie d'un droit qui, dans certaines circonstances, permet à certains actionnaires d'acquérir une action ordinaire additionnelle de la société.

26. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2023	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action ^{1,2}	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en	Valeur comptable aux 31 décembre ³		
							2023	2022	2021
							(en millions de dollars canadiens)		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	14 577	3,48 %	0,86975 \$	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 2	360	360	360
Série 2	7 423	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 1	179	179	179
Série 3	9 997	1,69 %	0,4235 \$	25,00 \$	30 juin 2025	Série 4	246	246	246
Série 4	4 003	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 juin 2025	Série 3	97	97	97
Série 5	12 071	1,95 % ⁵	0,48725 \$	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 6	294	294	294
Série 6	1 929	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 5	48	48	48
Série 7	24 000	3,90 %	0,97575 \$	25,00 \$	30 avril 2024	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	3,76 %	0,9405 \$	25,00 \$	30 octobre 2024	Série 10	442	442	442
Série 11	10 000	3,35 %	0,83775 \$	25,00 \$	28 novembre 2025	Série 12	244	244	244
Série 15	—	—	—	—	—	—	—	—	988
							2 499	2 499	3 487

- 1 Les porteurs d'actions de chaque série paire d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours (le « taux des bons du Trésor ») majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8), 2,35 % (série 10) ou 2,96 % (série 12). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.
- 2 Les porteurs d'actions de séries impaires d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels dont le taux sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7), 2,35 % (série 9) ou 2,96 % (série 11).
- 3 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- 4 Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,96 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 29 décembre 2023 au 28 mars 2024, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,32 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 29 décembre 2023 au 28 mars 2024, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,69 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2023 au 30 janvier 2024, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- 5 Le taux fixe des dividendes a diminué passant de 2,26 % à 1,95 % le 30 janvier 2021 pour les actions privilégiées de série 5 et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel fixe cumulatif, lorsqu'il sera déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6. Les porteurs des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 ont droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable, lorsqu'ils seront déclarés par le conseil. Sous réserve de certaines conditions, le porteur aura le droit de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite tel qu'il est présenté dans le tableau ci-dessus.

TC Énergie peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. En outre, les actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 sont rachetables par TC Énergie en tout temps autre qu'à une date désignée à 25,50 \$ l'action plus tous les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

Le 31 mai 2022, TC Énergie a racheté la totalité des 40 000 000 d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et a versé un dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022, exclusivement. La société a affecté le produit de l'émission par la fiducie de billets subordonnés de rang inférieur de 800 millions de dollars US, survenue en mars 2022, au financement de ce rachat d'actions privilégiées.

En mai 2021, TC Énergie a racheté la totalité des actions privilégiées de série 13 émises et en circulation, soit 20 000 000 d'actions, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action et versé un dernier dividende trimestriel de 0,34375 \$ par action privilégiée de série 13 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2021, exclusivement. La société a affecté le produit de l'émission par la fiducie de billets subordonnés de rang inférieur, survenue en mars 2021, d'une valeur de 500 millions de dollars au financement de ce rachat d'actions privilégiées.

En février 2021, 818 876 actions privilégiées de série 5 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 6 et 175 208 actions privilégiées de série 6 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 5.

27. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2023	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
(en millions de dollars canadiens)			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(1 148)	7	(1 141)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	23	(6)	17
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	97	(23)	74
Gains actuariels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(15)	4	(11)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(283)	72	(211)
Autres éléments du résultat étendu	(1 326)	54	(1 272)

exercice clos le 31 décembre 2022	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
(en millions de dollars canadiens)			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 410	84	1 494
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(48)	12	(36)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(58)	19	(39)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	63	(21)	42
Gains actuariels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	81	(18)	63
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	9	(3)	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 156	(289)	867
Autres éléments du résultat étendu	2 613	(216)	2 397

exercice clos le 31 décembre 2021	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
(en millions de dollars canadiens)			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(100)	(8)	(108)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	1	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(13)	3	(10)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	68	(13)	55
Gains actuels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	208	(50)	158
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	20	(6)	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	714	(179)	535
Autres éléments du résultat étendu	894	(252)	642

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composantes, déduction faite des impôts, s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2021	(1 273)	(143)	(285)	(738)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(98)	(11)	158	506	555
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	55	14	28	97
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(98)	44	172	534	652
Acquisition de TC PipeLines, LP ²	362	(13)	—	4	353
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2021	(1 009)	(112)	(113)	(200)	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	1 450	(39)	63	870	2 344
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	42	6	(3)	45
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 450	3	69	867	2 389
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2022	441	(109)	(44)	667	955
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(231)	—	(11)	(195)	(437)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	74	—	(16)	58
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(231)	74	(11)	(211)	(379)
Incidence des participations sans contrôle ⁴	(527)	—	—	—	(527)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2023	(317)	(35)	(55)	456	49

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassement au titre des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées aux participations sans contrôle de 366 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars en 2022; pertes de 12 millions de dollars en 2021), de pertes de néant (pertes de néant en 2022; gains de 1 million de dollars en 2021) et de pertes de néant (pertes de néant en 2022; gains de 1 million de dollars en 2021), respectivement.
- 2 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle de TC PipeLines, LP qui ont été reclassées vers le cumul des autres éléments du résultat étendu au bilan consolidé à l'acquisition, le 3 mars 2021, de toutes les parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.
- 3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 4 millions de dollars (3 millions de dollars après impôts) au 31 décembre 2023. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.
- 4 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au moment de sa vente réalisée le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu			Poste visé à l'état consolidé des résultats ¹
	2023	2022	2021	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(85)	(47)	(22)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(12)	(16)	(46)	Intérêts débiteurs
	(97)	(63)	(68)	Total avant impôts
	23	21	13	(Charge) recouvrement d'impôts
	(74)	(42)	(55)	Après impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	(11)	(22)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
Gain (perte) sur règlement	—	2	2	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	—	(9)	(20)	Total avant impôts
	—	3	6	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	(6)	(14)	Après impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice (perte) découlant des participations	22	4	(37)	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(6)	(1)	9	(Charge) recouvrement d'impôts
	16	3	(28)	Après impôts

1 Les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

28. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à certains employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient d'ordinaire le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois à cinq années de service consécutives. Depuis le 1^{er} janvier 2019, certaines modifications ont été apportées au régime PD canadien pour les nouveaux participants. Depuis cette date et jusqu'au moment où le régime PD canadien cessera d'être offert aux nouveaux participants à compter du 1^{er} janvier 2024, les prestations versées à ces nouveaux participants sont fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur cinq années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation pour les employés embauchés avant le 1^{er} janvier 2019. En 2023, TC Énergie a annoncé une modification au régime APDR canadien. Ce régime ne sera plus offert aux employés actifs admissibles qui ne prennent pas leur retraite d'ici le 31 décembre 2024. Tous les employés actifs qui ne satisfont plus au critère d'admissibilité du régime APDR seront admissibles à un nouveau régime qui offre un compte soins de santé annuel aux retraités et à leurs personnes à charge du moment de leur retraite jusqu'à 65 ans.

Le régime PD américain de la société n'est plus offert aux nouveaux participants non syndiqués et tous les nouveaux employés non syndiqués participent désormais au régime CD. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des participants au régime, durée qui était d'environ neuf ans au 31 décembre 2023 (neuf ans en 2022; dix ans en 2021).

La société offre également à ses employés des régimes d'épargne au Canada et au Mexique, des régimes CD comportant un régime 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs au départ à la retraite autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les gains ou pertes actuariels nets des régimes sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activités des employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2023 (12 ans en 2022; 11 ans en 2021). En 2023, la société a passé en charges un montant de 64 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022; 58 millions de dollars en 2021) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Régimes PD	28	78	105
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	9	8	8
Régimes d'épargne et CD	64	64	58
	101	150	171

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en trésorerie, jusqu'à certains seuils. Les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien au 31 décembre 2023 totalisaient 244 millions de dollars (322 millions de dollars en 2022; 322 millions de dollars en 2021).

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2023, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2024.

En 2022, il y a eu un règlement au titre du régime PD américain en raison de paiements forfaitaires effectués au cours de l'exercice. L'incidence du règlement a été établie à l'aide d'hypothèses actuarielles cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2022. Le gain sur règlement a réduit de 2 millions de dollars le gain actuariel latent associé au régime PD américain, montant qui a été inclus dans les autres éléments du résultat étendu et inscrit dans le coût net des avantages en 2022.

Au milieu de 2021, la société a offert un programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR ») unique aux employés admissibles. Ceux qui participaient au programme ont pris leur retraite en date du 31 décembre 2021 et reçu un paiement de transition en plus des prestations de retraite existantes. En 2021, la société a passé en charges un montant de 81 millions de dollars, principalement au titre des paiements de transition liés au PDVR, présenté dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. De plus, une somme de 18 millions de dollars a été incluse dans les produits au titre des coûts qui sont recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au moyen des coûts transférables.

Du fait de la participation des employés au PDVR en 2021, il y a eu un règlement et une compression au titre du régime PD américain ainsi qu'une compression du régime APDR américain. Ces montants ont été établis à l'aide d'hypothèses actuarielles cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2021. Le gain sur règlement a diminué de 2 millions de dollars le gain actuariel latent associé au régime PD américain, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu, alors que le gain sur compression a diminué de 5 millions de dollars les obligations au titre des prestations afférentes au régime PD américain, montants qui ont été portés dans les deux cas dans le coût net des avantages en 2021. La perte sur compression a réduit de 3 millions de dollars le gain actuariel latent associé au régime APDR, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu, et cette perte a augmenté de 3 millions de dollars l'obligation au titre du régime APDR, le coût net des avantages n'ayant fait l'objet d'aucun ajustement en 2021.

La situation de capitalisation de la société s'établissait comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 081	4 027	310	419
Coût des services rendus	93	145	3	5
Coût financier	158	125	16	13
Cotisations des employés	7	6	2	2
Prestations versées	(185)	(324)	(44)	(24)
(Gain actuariel) perte actuarielle	219	(949)	2	(120)
Variations du taux de change	(17)	51	(4)	15
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 356	3 081	285	310
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 481	4 145	354	431
Rendement réel des actifs des régimes	385	(483)	24	(89)
Cotisations de l'employeur ²	28	78	9	8
Cotisations des employés	7	6	2	2
Prestations versées	(185)	(324)	(23)	(24)
Variations du taux de change	(19)	59	(8)	26
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 697	3 481	358	354
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	341	400	73	44

1 L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

2 La société a abaissé de 78 millions de dollars (néant en 2022) les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien aux fins de capitalisation.

La perte actuarielle réalisée en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à une diminution du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 5,15 % en 2022 à 4,75 % en 2023.

La perte actuarielle réalisée en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes APDR s'explique avant tout par une diminution du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 5,45 % en 2022 à 5,10 % en 2023.

Les montants constatés au bilan consolidé de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à long terme (note 16)	341	400	177	163
Créditeurs et autres	—	—	(7)	(8)
Autres passifs à long terme (note 19)	—	—	(97)	(111)
	341	400	73	44

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui n'étaient pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnés.

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)				
Obligation au titre des prestations projetées ¹	—	—	(104)	(119)
Actifs des régimes à la juste valeur	—	—	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	—	—	(104)	(119)

1 L'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

aux 31 décembre	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)		
Obligation au titre des prestations constituées	(3 090)	(2 880)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 697	3 481
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	607	601

Les régimes PD de la société, en ce qui a trait aux obligations au titre des prestations constituées et aux actifs des régimes à la juste valeur, étaient entièrement capitalisés au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022.

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2023	2022	2023
Titres à revenu fixe	41 %	38 %	30 % à 50 %
Titres de participation	44 %	44 %	30 % à 55 %
Autres placements	15 %	18 %	10 % à 25 %
	100 %	100 %	

Les titres à revenu fixe et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2023	2022	Pourcentage des actifs des régimes	
			2023	2022
Titres à revenu fixe	7	7	0,2 %	0,2 %
Titres de participation	2	3	0,1 %	0,1 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives, mais ils peuvent servir à couvrir certains passifs.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et APDR évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	68	55	1	1	—	—	69	56	2	1
Titres de participation :										
Canada	121	117	—	—	—	—	121	117	3	3
États-Unis	965	897	—	—	—	—	965	897	24	24
International	167	172	187	172	—	—	354	344	9	9
Mondial	—	—	74	75	—	—	74	75	2	2
Marchés émergents	54	50	140	127	—	—	194	177	5	5
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	266	221	—	—	266	221	7	6
Provincial	—	—	314	249	—	—	314	249	8	6
Municipal	—	—	16	12	—	—	16	12	—	—
Entreprises	—	—	143	108	—	—	143	108	4	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	185	177	240	158	—	—	425	335	10	9
Municipal	—	—	1	1	—	—	1	1	—	—
Entreprises	312	345	74	94	—	—	386	439	10	11
International :										
Gouvernements	4	5	11	6	—	—	15	11	—	—
Entreprises	—	—	83	58	—	—	83	58	2	1
Titres adossés à des créances immobilières	43	36	17	1	—	—	60	37	1	1
Contrats à terme nets	—	—	(131)	(78)	—	—	(131)	(78)	(4)	(2)
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	283	336	283	336	7	9
Infrastructure	—	—	—	—	269	296	269	296	7	8
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	10	—	10	—	—	—
Dépôts	138	144	—	—	—	—	138	144	3	4
	2 057	1 998	1 436	1 205	562	632	4 055	3 835	100	100

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant impôts)	
Solde au 31 décembre 2021	565
Achats et ventes	52
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s	15
Solde au 31 décembre 2022	632
Achats et ventes	(76)
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s	6
Solde au 31 décembre 2023	562

En 2024, les cotisations de la société au titre de la capitalisation des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite devraient être de 6 millions de dollars et celles au titre de la capitalisation des régimes d'épargne et régimes CD devraient se chiffrer à environ 70 millions de dollars, alors qu'aucune cotisation ne devrait être versée pour les régimes PD. La société ne prévoit pas fournir de lettres de crédit supplémentaires pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité en 2024.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2024	204	23
2025	207	23
2026	211	23
2027	214	22
2028	216	22
2029 à 2033	1 127	104

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé principalement sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2023. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022
Taux d'actualisation	4,75 %	5,15 %	5,10 %	5,45 %
Taux de croissance de la rémunération	3,20 %	3,30 %	—	—

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Taux d'actualisation	5,15 %	3,05 %	2,70 %	5,45 %	3,10 %	2,80 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,45 %	6,10 %	6,15 %	4,50 %	3,25 %	3,00 %
Taux de croissance de la rémunération	3,25 %	3,00 %	2,60 %	—	—	—

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégories d'actifs et la composition des actifs interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 5,95 % pour 2024. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,80 % d'ici 2030 et demeurera à ce niveau par la suite.

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)						
Coût des services rendus ¹	93	145	171	3	5	6
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	158	125	119	16	13	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(234)	(239)	(234)	(16)	(14)	(13)
Amortissement de la perte actuarielle	—	10	23	—	1	2
Amortissement de l'actif réglementaire	—	12	27	—	1	2
Gain sur compression	—	—	(5)	—	—	—
Gain sur règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(2)	(2)	—	—	—
	(76)	(94)	(72)	—	1	3
Coût net des prestations constaté	17	51	99	3	6	9

¹ Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

Les montants avant impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	2023		2022		2021	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
(en millions de dollars canadiens)						
Perte nette	71	6	38	24	147	5

Les montants avant impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre	2023		2022		2021	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
(en millions de dollars canadiens)						
Amortissement du gain net (de la perte nette) reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net	—	—	(10)	(1)	(23)	(2)
Compression	—	—	—	—	—	3
Règlement	—	—	2	—	2	—
Ajustement de la situation de capitalisation	33	(18)	(101)	20	(190)	(18)
	33	(18)	(109)	19	(211)	(17)

29. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

Étant exposée à divers risques financiers, TC Énergie a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur ses résultats, ses flux de trésorerie et, ultimement, sa valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TC Énergie et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques auxquels est exposée TC Énergie sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques, d'audit interne et des secteurs de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur le résultat de la société, sur ses flux de trésorerie et sur la valeur de ses actifs et passifs financiers. La société évalue les contrats qu'elle conclut dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats dérivés qu'utilise la société afin de contribuer à gérer les risques de marché peuvent comprendre ce qui suit :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant.

Risque lié au prix des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer le risque de marché de la société découlant des activités de gestion du risque lié au prix des produits de base qui touche les activités à tarifs non réglementés de la société :

- en ce qui a trait à l'entreprise de commercialisation du gaz naturel de la société, TC Énergie conclut des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. La société gère son exposition au risque découlant de ces contrats en recourant à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;
- pour ce qui est de l'entreprise de commercialisation des liquides de la société, TC Énergie conclut des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage ainsi que des contrats d'achat et de vente de pétrole brut. Des instruments financiers servent à fixer une partie des prix variables sur ces contrats auxquels TC Énergie est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides;
- dans le cadre des activités de production d'électricité de la société, TC Énergie gère son exposition aux fluctuations des prix des produits de base par le truchement de contrats à long terme et d'activités de couverture, dont la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de l'entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel de la société, TC Énergie gère son exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures.

Une baisse des prix du gaz naturel, du pétrole brut et de l'électricité pourrait entraîner une réduction des investissements dans le développement, l'expansion et la production de ces produits de base. Une diminution de la demande de ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d'étoffer le portefeuille d'actifs de la société et/ou de renouveler les contrats de TC Énergie avec les expéditeurs et les clients lorsqu'ils arrivent à échéance.

Les risques physiques et les risques de transition liés aux changements climatiques pourraient avoir des conséquences sur les prix des produits de base et la dynamique de l'offre et de la demande de combustibles fossiles, ce qui pourrait influencer sur la performance financière de la société. TC Énergie évalue la résilience financière de son portefeuille d'actifs selon une fourchette de niveaux possibles de prix ainsi que selon l'offre et la demande futurs dans le cadre de sa planification stratégique. TC Énergie gère son exposition aux risques de transition liés aux changements climatiques et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de son modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faible risque selon laquelle la majeure partie du bénéfice de TC Énergie est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service et/ou par des contrats à long terme. La société tient compte des risques physiques et des risques de transition dans le cadre de la planification du capital, de la gestion du risques financiers et des activités d'exploitation, tout en misant sur la réduction de l'intensité des émissions de GES provenant de ses activités existantes.

Risque de taux d'intérêt

TC Énergie a recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer ses activités d'exploitation, ce qui l'expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, TC Énergie verse des intérêts à taux fixe sur sa dette à long terme et des intérêts à taux variable sur sa dette à court terme dont ses programmes de papier commercial et les montants qu'elle prélève sur ses facilités de crédit. Une petite partie de sa dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, la société est exposée au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Elle a recours à un amalgame d'instruments dérivés pour gérer activement ce risque de taux d'intérêt.

Risque de change

Certains secteurs de TC Énergie dégagent la totalité ou une grande partie de leurs résultats en dollars US; comme la société présente ses résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation du dollar américain par rapport au dollar canadien peut influencer sur son bénéfice net. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, ce risque s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période de report pouvant aller jusqu'à trois ans en avant au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

Une partie des actifs et passifs monétaires relatifs au gazoduc au Mexique de la société est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers des activités que TC Énergie exerce au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US; par conséquent, la fluctuation du peso mexicain par rapport au dollar américain peut influencer sur le bénéfice net de la société. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Ces expositions sont gérées activement au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste.

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après impôts, selon ce qui est jugé nécessaire.

Les justes valeurs et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre	2023		2022	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Options de change en dollars US (échéant en 2024)	8	1 000 US	(22)	3 600 US
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2024 à 2025) ³	2	200 US	(5)	300 US
	10	1 200 US	(27)	3 900 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Le bénéfice net (la perte nette) de 2023 comprend des gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars (gains de 1 million de dollars en 2022) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs.

Le montant nominal ainsi que la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre	2023	2022
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)		
Montant nominal	27 800 (21 100 US)	32 500 (24 000 US)
Juste valeur	26 600 (20 200 US)	30 800 (22 700 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties de TC Énergie comprend la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et certains recouvrements contractuels, les actifs disponibles à la vente, la juste valeur des actifs dérivés, l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

Il arrive parfois que les contreparties de la société soient mises à rudes épreuves sur le plan financier en raison de la volatilité des prix des produits de base et du marché, de l'instabilité économique et des modifications d'ordre politique ou réglementaire. Outre le fait de surveiller ces situations de près, un certain nombre de facteurs permettent à TC Énergie d'atténuer le risque de crédit lié aux contreparties auquel elle est exposée en cas de défaut, dont les suivants :

- les droits contractuels et recours ainsi que l'utilisation de garanties financières fondées sur des obligations contractuelles;
- les cadres réglementaires en place régissant certaines activités de TC Énergie;
- la position concurrentielle des actifs de la société et la demande pour des services qu'elle offre;
- le recouvrement éventuel de sommes impayées dans le cadre de procédures de mise en faillite et de procédures analogues.

La société passe en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

L'investissement net de la société dans des contrats de location et certains actifs sur contrats sont considérés comme des actifs financiers qui sont assujettis aux pertes sur créances attendues. La méthode qu'emploie TC Énergie pour évaluer les pertes sur créances attendues afférentes à ces actifs financiers comprend la prise en compte de la probabilité de défaut (probabilité que le client manque à ses obligations), de la perte en cas de défaut (perte économique en proportion du solde de l'actif financier en cas de défaut) et de l'exposition en cas de défaut (solde de l'actif financier au moment du défaut hypothétique) relativement à l'information prospective sur un horizon de un an, qui comprend des hypothèses concernant des conditions macroéconomiques futures selon trois scénarios futurs établis par pondération probabiliste.

Le PIB du Mexique, le ratio dette/PIB du gouvernement mexicain et l'inflation au Mexique sont les facteurs macroéconomiques les plus pertinents pour apprécier la capacité de la société à régler l'investissement net dans des contrats de location et les actifs sur contrats. Les pertes sur créances attendues sont recalculées à chaque date de présentation de l'information financière dans le but de refléter les changements apportés aux hypothèses et aux prévisions concernant la conjoncture future.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a comptabilisé un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 73 millions de dollars (charge de 149 millions de dollars en 2022; néant en 2021) relativement à l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 10 millions de dollars (charge de 14 millions de dollars en 2022; néant en 2021) au titre des actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique.

Exception faite de la provision pour pertes sur créances susmentionnée, la société n'avait, aux 31 décembre 2023 et 2022, aucune perte sur créances importante. Aux 31 décembre 2023 et 2022, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

TC Énergie est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers qui détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Le portefeuille d'expositions au secteur financier de TC Énergie se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité.

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs à court terme, les placements restreints, l'investissement net dans des contrats de location, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, les dividendes à payer, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. Ces instruments sont classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs, exception faite des titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur la juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs :

aux 31 décembre	2023		2022	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
(en millions de dollars canadiens)				
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme (note 21) ^{1,2}	(52 914)	(52 815)	(41 543)	(39 505)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 22)	(10 287)	(9 217)	(10 495)	(9 415)
	(63 201)	(62 032)	(52 038)	(48 920)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 2,0 milliards de dollars US (1,6 milliard de dollars US en 2022) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net (la perte nette) pour 2023 comprend des pertes latentes de 53 millions de dollars (gains latents de 64 millions de dollars en 2022) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt sur la dette à long terme d'un montant de 2,0 milliards de dollars US au 31 décembre 2023 (1,6 milliard de dollars US en 2022). Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui étaient classés comme disponibles à la vente :

aux 31 décembre	2023		2022	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
(en millions de dollars canadiens)				
Juste valeur des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	1	35	—	54
Échéant entre 1 an et 5 ans	8	291	—	106
Échéant entre 5 et 10 ans	1 340	—	1 153	—
Échéant à plus de 10 ans	102	—	77	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	883	—	749	—
	2 334	326	1 979	160

- 1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.
- 2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé de la société.
- 3 Classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

exercices clos les 31 décembre	2023		2022		2020	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(en millions de dollars canadiens)						
Gains nets latents (pertes nettes latentes)	190	13	(244)	(7)	45	(2)
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³	(34)	—	(32)	—	3	—

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires.
- 2 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les autres placements restreints sont inscrits dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé des résultats.
- 3 Les gains (pertes) réalisé(e)s sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée selon les cours du marché lorsqu'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes latent(e)s sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, devraient être remboursés ou recouvrés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation au bilan des instruments dérivés

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2023	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
(en millions de dollars canadiens)					
Autres actifs à court terme (note 9)					
Produits de base ²	9	—	—	1 195	1 204
Change	—	—	10	71	81
	9	—	10	1 266	1 285
Autres actifs à long terme (note 16)					
Produits de base ²	3	—	—	86	89
Change	—	—	—	30	30
Taux d'intérêt	—	36	—	—	36
	3	36	—	116	155
Total des actifs dérivés	12	36	10	1 382	1 440
Créditeurs et autres (note 18)					
Produits de base ²	(1)	—	—	(1 110)	(1 111)
Change	—	—	—	(14)	(14)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	(1)	(18)	—	(1 124)	(1 143)
Autres passifs à long terme (note 19)					
Produits de base ²	—	—	—	(75)	(75)
Change	—	—	—	(2)	(2)
Taux d'intérêt	—	(29)	—	—	(29)
	—	(29)	—	(77)	(106)
Total des passifs dérivés	(1)	(47)	—	(1 201)	(1 249)
Total des dérivés	11	(11)	10	181	191

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2022					
(en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme (note 9)					
Produits de base ²	—	—	—	597	597
Change	—	—	6	11	17
	—	—	6	608	614
Autres actifs à long terme (note 16)					
Produits de base ²	—	—	—	62	62
Change	—	—	2	15	17
Taux d'intérêt	—	12	—	—	12
	—	12	2	77	91
Total des actifs dérivés	—	12	8	685	705
Créditeurs et autres (note 18)					
Produits de base ²	(72)	—	—	(584)	(656)
Change	—	—	(31)	(158)	(189)
Taux d'intérêt	—	(26)	—	—	(26)
	(72)	(26)	(31)	(742)	(871)
Autres passifs à long terme (note 19)					
Produits de base ²	(2)	—	—	(75)	(77)
Change	—	—	(4)	(20)	(24)
Taux d'intérêt	—	(50)	—	—	(50)
	(2)	(50)	(4)	(95)	(151)
Total des passifs dérivés	(74)	(76)	(35)	(837)	(1 022)
Total des dérivés	(74)	(64)	(27)	(152)	(317)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de la juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs au titre des couvertures de la juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts :

aux 31 décembre	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur¹	
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2023	2022
Dettes à long terme	(2 630)	(2 101)	11	64

1 Aux 31 décembre 2023 et 2022, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes étaient de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers se présentaient comme suit :

au 31 décembre 2023	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ^{1,2}	9 209	50	(7)	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	4 978	2 000
Millions de pesos mexicains	—	—	—	20 000	—
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024	2024-2026	2030-2034

- 1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.
- 2 En 2023, la société a conclu des contrats en visant la vente de 50 MW d'électricité à compter de 2025, dont la durée varie de 15 à 20 ans, provenant de sources renouvelables déterminées dans la province de l'Alberta.

au 31 décembre 2022	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	673	(96)	11	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	5 997	1 600
Millions de pesos mexicains	—	—	—	9 747	—
Dates d'échéance	2023-2026	2023-2027	2023-2024	2023-2026	2030-2032

- 1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latent(e)s de l'exercice			
Produits de base	96	14	9
Change (note 23)	246	(149)	(203)
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	811	759	287
Change (note 23)	155	(2)	240
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(2)	(73)	(44)
Taux d'intérêt	(43)	(3)	(32)

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus dans les produits à leur montant net. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net ».
- 2 En 2023, aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net (perte nette) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (néant en 2022; perte réalisée de 10 millions de dollars en 2021).

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 27) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, avant impôts)	2023	2022	2021
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	—	(94)	(35)
Taux d'intérêt	—	36	22
	—	(58)	(13)

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste valeur ou de flux de trésorerie :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(98)	(30)	—
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(43)	(1)	—
Couvertures de flux de trésorerie			
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (perte nette) ^{2,3}			
Contrats sur produits de base ⁴	(85)	(47)	(22)
Contrats de taux d'intérêt ¹	(12)	(16)	(46)

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

3 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des activités ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation.

La société a choisi de présenter au bilan consolidé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation.

Les tableaux qui suivent illustrent l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 décembre 2023			
(en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 293	(1 099)	194
Change	111	(16)	95
Taux d'intérêt	36	(5)	31
	1 440	(1 120)	320
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 186)	1 099	(87)
Change	(16)	16	—
Taux d'intérêt	(47)	5	(42)
	(1 249)	1 120	(129)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2022			
(en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	659	(591)	68
Change	34	(33)	1
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	705	(628)	77
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(733)	591	(142)
Change	(213)	33	(180)
Taux d'intérêt	(76)	4	(72)
	(1 022)	628	(394)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 149 millions de dollars et des lettres de crédit de 83 millions de dollars au 31 décembre 2023 (138 millions de dollars et 68 millions de dollars en 2022, respectivement). Au 31 décembre 2023, la société détenait des garanties en trésorerie de moins de 1 million de dollars et les lettres de crédit fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs se chiffraient à 15 millions de dollars (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 10 millions de dollars en 2022).

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2023, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 3 millions de dollars (19 millions de dollars en 2022), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2023, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles ou des évaluations de courtiers à long terme ou encore des prix des produits de base négociés qui ont été visés par contrats selon des modalités semblables pour effectuer l'estimation appropriée de ces opérations. Au besoin, les prix de ces opérations à échéance éloignée sont actualisés afin de refléter les prix prévus sur les marchés applicables. Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, a été classée comme suit :

au 31 décembre 2023		Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)					
Actifs liés aux instruments dérivés					
Produits de base		1 054	229	10	1 293
Change		—	111	—	111
Taux d'intérêt		—	36	—	36
Passifs liés aux instruments dérivés					
Produits de base		(1 002)	(163)	(21)	(1 186)
Change		—	(16)	—	(16)
Taux d'intérêt		—	(47)	—	(47)
		52	150	(11)	191

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

En 2023, la société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui débiteront en 2025 et qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans et qui proviendront de sources renouvelables déterminées dans la province de l'Alberta. La juste valeur de ces contrats est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs et elle est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les volumes visés par les contrats proviendront environ à 80 % de la production éolienne, à 10 % de la production solaire et à 10 % du marché.

au 31 décembre 2022	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	515	142	2	659
Change	—	34	—	34
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(478)	(242)	(13)	(733)
Change	—	(213)	—	(213)
Taux d'intérêt	—	(76)	—	(76)
	37	(343)	(11)	(317)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars canadiens, avant impôts)	2023	2022
Solde au début de l'exercice	(11)	(6)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (perte nette)	(2)	(10)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	—	(3)
Transferts depuis le niveau 3	2	7
Règlements	—	1
Solde à la fin de l'exercice¹	(11)	(11)

1 Les produits comprennent des pertes latentes de 2 millions de dollars (pertes latentes de 10 millions de dollars en 2022) attribuables à des instruments dérivés de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2023.

30. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
(Augmentation) diminution des débiteurs	(394)	(575)	(925)
(Augmentation) diminution des stocks	(56)	(190)	(93)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	618	118	(141)
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	(206)	(83)	890
Augmentation (diminution) des intérêts courus	245	91	(18)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	207	(639)	(287)

31. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Cession d'une participation

Le 4 octobre 2023, la société a mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). La vente a été comptabilisée comme une transaction sur les capitaux propres, dont un montant de 9,5 milliards de dollars (6,9 milliards de dollars US) a été porté au poste « Participations sans contrôle » pour tenir compte de la variation de 40 % de la participation de la société dans Columbia Gulf et Columbia Gas. L'écart entre la participation sans contrôle comptabilisée et la contrepartie reçue a été porté en diminution du surplus d'apport de 3,5 milliards de dollars (3,0 milliards de dollars US), déduction faite des impôts et des coûts de transaction.

Pipelines de liquides

Northern Courier

En novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier à un tiers pour un produit brut d'environ 35 millions de dollars, ce qui a donné lieu à un gain de 13 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts). Le gain avant impôts est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé des résultats.

Énergie et solutions énergétiques

Parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, TC Énergie a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le 14 juin 2023, la société a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Les actifs Fluvanna et Blue Cloud comportent des investisseurs en avantages fiscaux qui détiennent 100 % des participations de catégorie A et auxquels un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué.

32. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

TC Énergie et ses sociétés liées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des activités. Les achats effectués en vertu de ces contrats se sont chiffrés à 397 millions de dollars en 2023 (362 millions de dollars en 2022; 239 millions de dollars en 2021).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire allant de 2024 à 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2023, la capacité totale prévue en vertu des CAE était d'environ 800 MW, la production étant assujettie à la disponibilité en termes d'exploitation et à des facteurs afférents à la capacité. Ces CAE ne répondent pas à la définition de contrats de location ou de dérivés. Les paiements futurs de même que le calendrier de versements ne peuvent être raisonnablement estimés puisqu'ils sont tributaires du moment où certaines installations sous-jacentes seront mises en service et de la quantité d'électricité produite. Certains de ces engagements d'achat comportent la conclusion de ventes compensatoires dans le cadre de CAE visant l'ensemble ou une partie de la production connexe provenant de l'installation.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts. Au 31 décembre 2023, TC Énergie avait des engagements au titre des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,1 milliards de dollars, dont principalement les suivants :

- 0,3 milliard de dollars dans son secteur Gazoducs – États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés à ANR et à d'autres projets de gazoducs;
- 1,3 milliard de dollars dans son secteur Gazoducs – Mexique, se rapportant aux coûts des travaux de construction liés au gazoduc Southeast Gateway.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2023, la société avait constaté quelque 19 millions de dollars (20 millions de dollars en 2022) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état en cours pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. Les montants en cause dans le cadre de ces actions ne peuvent être estimés de façon raisonnable puisqu'il n'est pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances. La société évalue continuellement toutes les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation, afin de déterminer si elles répondent aux exigences en matière d'obligations d'information ou de comptabilisation d'une perte éventuelle. À l'exception des questions décrites ci-après, pour lesquelles les réclamations sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte qui n'a toutefois pas été jugée probable et dont une estimation raisonnable ne peut être formulée, la direction estime que le règlement ultime de ces procédures n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Coastal GasLink LP

Coastal GasLink s'oppose à un certain nombre d'entrepreneurs relativement à la construction du gazoduc Coastal GasLink. Les questions d'ordre juridique d'importance relativement à Coastal GasLink sont résumées ci-dessous.

SA Energy Group

Coastal GasLink LP et SA Energy Group (« SAEG »), l'un des principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, sont en arbitrage. Bien que SAEG soit toujours embauchée à titre de principal entrepreneur, elle a déposé une requête d'arbitrage en février 2022 réclamant des dommages-intérêts pour les coûts supplémentaires découlant de retards allégués dans le projet. Dans le but d'atténuer les risques liés aux coûts, à l'échéancier et à l'environnement pendant les travaux de construction en cours du projet, Coastal GasLink LP a effectué, sans préjudice, des paiements à l'avance en faveur de SAEG qu'elle tente maintenant de recouvrer à titre de compensation. En vertu d'un accord entre les parties, la portée de l'arbitrage se limite aux dommages-intérêts relatifs aux travaux visant le projet ayant été achevés avant le 29 décembre 2022. En novembre 2023, SAEG a déposé une requête visant des dommages-intérêts supérieurs à 1,1 milliard de dollars. Coastal GasLink LP continue de contester le bien-fondé de la poursuite de SAEG et de faire valoir ses droits en matière de compensation. La procédure d'arbitrage devrait aller de l'avant vers la fin de 2024. Au 31 décembre 2023, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd. (« PAPC »), l'un de ses principaux anciens entrepreneurs en construction, sont en arbitrage. Coastal GasLink LP a résilié son contrat avec PAPC pour motifs sérieux, en raison du défaut de PAPC d'achever les travaux dans les délais, et a formulé une demande, conformément à la garantie de la société mère, au titre du paiement des obligations garanties. À la suite de la demande faite par Coastal GasLink LP concernant la garantie, PAPC a déposé, en août 2022, une requête d'arbitrage. En date de novembre 2023, PAPC visait des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée pour motifs sérieux, des dommages-intérêts en lien avec la résiliation et des paiements supposément à effectuer d'au moins 428 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de PAPC et a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de PAPC ainsi que de sa société-mère et garant, Bonatti S.p.A., citant les délais et l'incapacité de PAPC à effectuer et à gérer les travaux conformément aux modalités de son contrat. Coastal GasLink LP estime que ses dommages-intérêts se chiffrent à 1,2 milliard de dollars. La procédure d'arbitrage devrait avoir lieu à la fin de 2024. Au 31 décembre 2023, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Indépendamment à ce qui précède, Coastal GasLink LP a cherché à prélever un montant sur une lettre de crédit de soutien irrévocable de 117 millions de dollars fournie par PAPC en se basant sur l'estimation de bonne foi que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP sont supérieurs à la valeur nominale de la lettre de crédit. PAPC a demandé une ordonnance interdisant à Coastal GasLink LP de prélever des montants sur ladite lettre en attendant les résultats de l'arbitrage entre Coastal GasLink LP, PAPC et Bonatti, qui fait l'objet d'autres procédures judiciaires.

Keystone XL

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. En 2022, le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements a constitué officiellement un tribunal afin de traiter la requête d'arbitrage déposée par TC Énergie en vertu de l'ALENA. En avril 2023, le tribunal a suspendu les procédures, accédant à une requête du Département d'État des États-Unis visant à établir si les motifs de compétences de la cause pouvaient constituer une question préliminaire. Une audience portant sur les compétences en la matière est prévue pour le deuxième trimestre de 2024. En avril 2023, le gouvernement de l'Alberta a déposé sa propre requête d'arbitrage, qui sera entendue séparément de la requête de la société. Les activités d'abandon qui ont débuté en 2023, y compris la sortie d'actifs et la préservation, se poursuivront au cours du premier semestre de 2024. La société continuera de coordonner ces activités avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de s'assurer du respect de ses engagements en matière d'environnement et de réglementation.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements. Le tribunal a accordé aux demandeurs des dommages-intérêts de 1 \$ US par action ainsi que des dommages-intérêts totaux estimés actuellement à 400 millions de dollars US, auquel s'ajouteront les intérêts au taux prévu par la loi. La procédure ultérieure devant le tribunal a pris fin et une décision concernant la répartition de l'obligation entre TC Énergie et les dirigeants de CPG devrait être rendue par le tribunal au cours du premier semestre de 2024. Tant que la répartition des dommages-intérêts n'est pas établie, le montant dont la responsabilité reviendra à TC Énergie ne peut être raisonnablement estimé. Par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 31 décembre 2023. La direction prévoit faire appel une fois que le tribunal aura déterminé le montant total des dommages-intérêts et la quote-part de TC Énergie.

Garanties

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garanti la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. Ces ententes sont assorties d'une garantie et d'une lettre de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel.

TC Énergie et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est comptabilisée dans les autres passifs à long terme au bilan consolidé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		2023		2022	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
(en millions de dollars canadiens)	Échéance				
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	97	—	100	—
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2043	80	3	81	3
		265	3	269	3

1 Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

33. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV ou qui ne sont pas considérées comme des entreprises s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023¹	2022
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	190	60
Débiteurs	476	98
Stocks	90	32
Autres actifs à court terme	49	14
	805	204
Immobilisations corporelles	27 649	3 997
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	823	748
Actifs réglementaires	12	—
Écart d'acquisition	439	449
	29 728	5 398
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	1 135	234
Intérêts courus	210	18
Tranche à court terme de la dette à long terme	28	31
	1 373	283
Passifs réglementaires	280	78
Autres passifs à long terme	56	1
Passifs d'impôts reportés	22	16
Dette à long terme	11 388	2 136
	13 119	2 514

1 Columbia Gas et Columbia Gulf ont été classées en tant qu'EDDV au moment de la vente par TC Énergie d'une participation sans contrôle de 40 % le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » et à la note 31 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

EDDV non consolidées

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	6 241	5 783
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres	1 411	1 148
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 538	2 025
Coastal GasLink ²	855	3 300
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	58
Risque maximal de perte	10 103	12 314

1 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.

2 TC Énergie est soumise à l'obligation contractuelle de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité supplémentaire du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts. Au 31 décembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 375 millions de dollars (1 262 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, un montant de 2 520 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 855 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

En juillet 2022, la société a conclu des ententes révisées visant le projet relativement à sa participation dans Coastal GasLink LP et elle s'est engagée à effectuer des apports de capitaux propres supplémentaires, qui ne sont pas venus modifier la participation de 35 % de la société. Il a été jugé que ces révisions et les apports de capitaux propres supplémentaires constituaient un événement déclenchant une réévaluation de l'EDDV à l'égard de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP. La société a réévalué le contrôle et déterminé que Coastal GasLink LP continuait de répondre à la définition d'une EDDV dans laquelle la société détenait des droits variables. La réévaluation a également permis de déterminer que TC Énergie n'était pas le principal bénéficiaire de Coastal GasLink LP puisque la société ne détenait pas le pouvoir, explicitement ou implicitement par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de Coastal GasLink LP qui influent le plus sur son rendement économique. Par conséquent, la société a continué de comptabiliser sa participation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES ACTIONNAIRES

TC Énergie est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs.
Communiquez avec :

Gavin Wylie

Vice-président, Relations avec les investisseurs

Téléphone : **1-403-920-7911**

Sans frais : **1-800-361-6522**

Courriel : **investor_relations@tcenergy.com**

Site Web : **TCEnergy.com/Investors**

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Actions ordinaires (TSX, NYSE) : TRP

Actions privilégiées (TSX) :

Série 1 : TRP.PR.A

Série 2 : TRP.PR.F

Série 3 : TRP.PR.B

Série 4 : TRP.PR.H

Série 5 : TRP.PR.C

Série 6 : TRP.PR.I

Série 7 : TRP.PR.D

Série 9 : TRP.PR.E

Série 11 : TRP.PR.G

PRENEZ PART À NOS DISCUSSIONS EN LIGNE

Facebook :

@TCEnergyCorporation

Instagram :

@TCEnergy

LinkedIn :

@TC Energy

X :

@TCEnergy

AGENT DES TRANSFERTS

Services aux investisseurs Computershare Inc.

100 University Avenue, 8th Floor

Toronto (Ontario) Canada M5J 2Y1

Téléphone : **1-514-982-7959**

Sans frais : **1-800-340-5024**

Télécopieur : **1-888-453-0330**

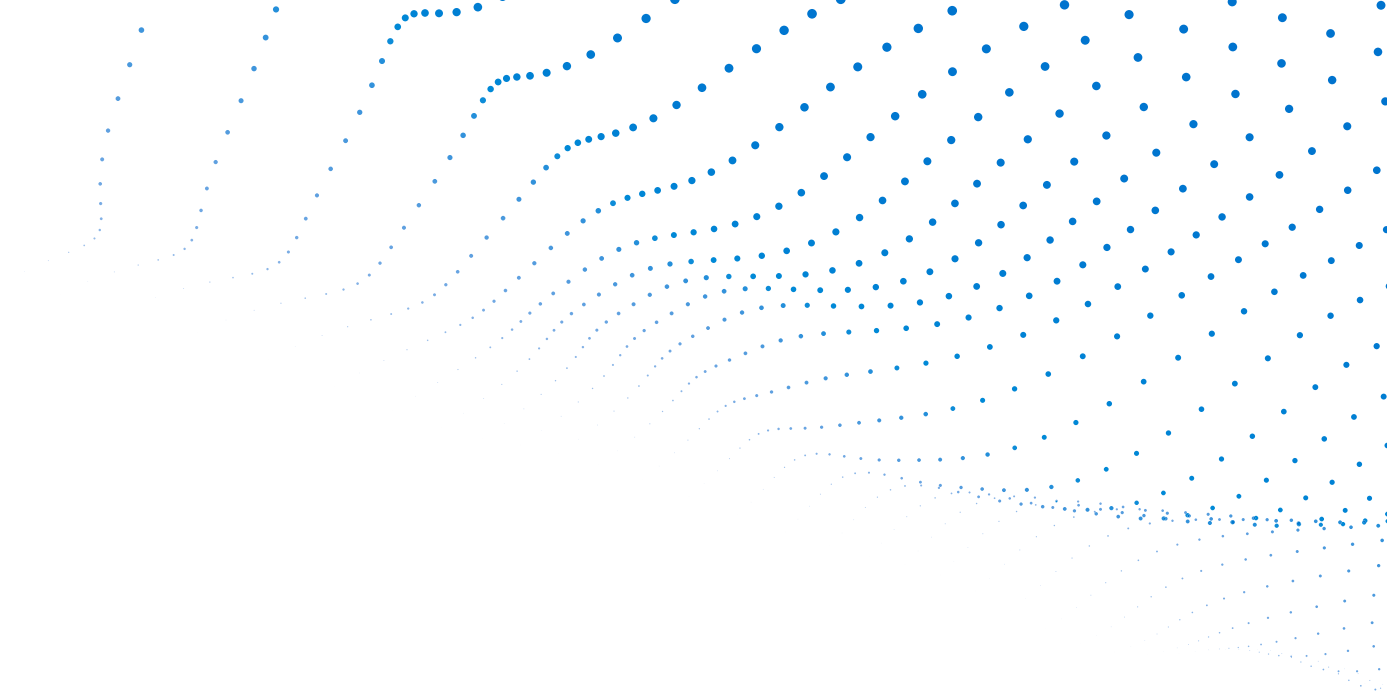
Courriel : **tcenergy@computershare.com**

SIÈGE SOCIAL DE LA SOCIÉTÉ

Corporation TC Énergie

450 – 1st Street S.W.

Calgary (Alberta) Canada T2P 5H1



Visitez notre site Web pour plus d'information :
TCenergie.com

Consultez notre rapport annuel en ligne :
TCenergie.com/RapportAnnuel

Février 2024

