

RAPPORT ANNUEL 2024



*Croissance vigoureuse.
Faibles risques.
Performance reproductible.*



FAITS SAILLANTS FINANCIERS

25

ANNÉES
CONSECUTIVES
DE HAUSSE DES
DIVIDENDES¹

Résultat comparable par action ordinaire²
(en dollars)



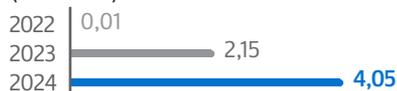
BAlIA comparable²
(en millions de dollars)



Résultat comparable²
(en millions de dollars)



Bénéfice net par action ordinaire
(en dollars)



Bénéfice sectoriel
(en millions de dollars)

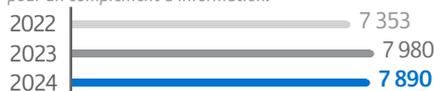


Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)



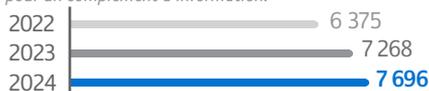
Fonds provenant de l'exploitation comparables² (en millions de dollars)*

*Comprennent les activités poursuivies et abandonnées. Représentent les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, comparativement à un exercice complet de résultats du secteur Pipelines de liquides en 2023 et 2022. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport de gestion annuel 2024 pour un complément d'information.



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

*Comprennent les activités poursuivies et abandonnées. Représentent les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, comparativement à un exercice complet de résultats du secteur Pipelines de liquides en 2023 et 2022. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport de gestion annuel 2024 pour un complément d'information.

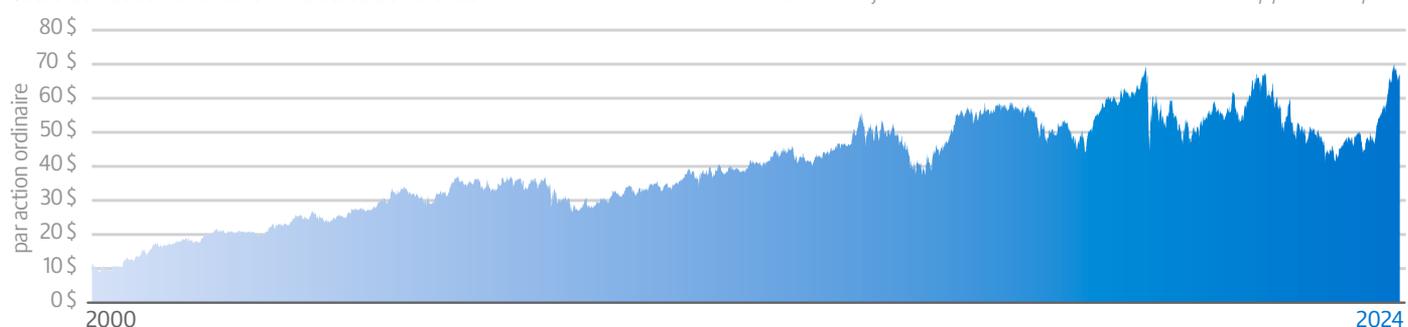


Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars)*

*Les dividendes déclarés pour le quatrième trimestre de 2024 reflètent leur attribution proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission.



Cours de l'action ordinaire* — Bourse de Toronto *Le cours de l'action avant le 2 octobre 2024 a été ajusté afin de refléter la scission des activités liées aux pipelines de liquides.



Les tableaux reflètent les activités poursuivies à la suite de la scission, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

1 Le 14 février 2025, nous avons annoncé un dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de 0,85 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2025, ce qui représente une hausse de 3,3 % par rapport à l'affectation proportionnelle du dividende à TC Énergie après la scission. Cela correspond à un dividende annuel de 3,40 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 25^e exercice d'affilée 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 une fourchette de 3 % à 5 %.

2 Mesures non conformes aux PCGR | Le BAlIA 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 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), 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 notre rapport de gestion annuel 2024 (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. Notre rapport de gestion annuel 2024 est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

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 2024 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 TCEnergie.com.

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 la prospérité et des intérêts communs.

À PROPOS DE TC ÉNERGIE

CONNECTER FIÈREMENT LE MONDE À L'ÉNERGIE DONT IL A BESOIN

Nous sommes un chef de file en infrastructures énergétiques en Amérique du Nord et nous possédons une riche histoire qui s'étire sur plus de sept décennies. Nos activités s'étendent sur trois territoires, soit le Canada, les États-Unis et le Mexique, ce qui nous confère une position stratégique nous permettant de transporter, de produire et de stocker de façon sécuritaire et efficace l'énergie essentielle dont dépendent l'Amérique du Nord et le monde entier. Depuis notre fondation, nous avons bâti une assise solide composée d'actifs remarquables, d'une main-d'œuvre talentueuse et de relations précieuses avec les parties prenantes, le tout guidé par notre engagement envers la sécurité à chaque étape et l'excellence opérationnelle.

Nous avons renouvelé notre vision stratégique afin de nous concentrer sur deux piliers complémentaires de nos activités – le gaz naturel et la production d'électricité – et d'ainsi naviguer dans le trilemme énergétique mondial que sont la sécurité, l'abordabilité et la durabilité. L'électrification mondiale accélère le besoin d'énergie fiable, et la demande de gaz naturel n'a donc jamais été aussi élevée. Nous continuons de mettre l'accent sur nos engagements en matière de durabilité, qui reflètent les intérêts de notre entreprise, des titulaires de droits autochtones et des parties prenantes, et qui nous positionnent en vue d'un succès à long terme. Nous sommes déterminés à promouvoir collectivement un système énergétique à plus faibles émissions et nous prévoyons fournir une mise à jour sur notre cible intermédiaire de réduction des émissions de GES en 2025 afin de rendre compte de l'incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides, de l'utilisation accrue prévue dans nos systèmes et d'autres facteurs pertinents. Nous restons déterminés à concrétiser notre objectif à long terme de nous positionner de manière à atteindre la carboneutralité de nos activités d'ici 2050 et nous reconnaissons que réaliser cet objectif nécessite des changements accélérés dans les politiques en matière d'énergie, dans la réglementation et dans le soutien aux nouvelles technologies à l'échelle mondiale.

La demande d'énergie augmente dans l'ensemble de notre empreinte en Amérique du Nord et à l'étranger, et notre équipe de plus de 6 500 personnes dédiées à la résolution de problèmes énergétiques met au point des solutions qui répondent aux besoins croissants des secteurs du gaz naturel et de l'énergie. Afin de contribuer à un avenir énergétique plus résilient, nous exploitons et développons des systèmes d'infrastructures essentielles sur lesquels les pays et les clients que nous desservons peuvent compter.

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.

NOS VALEURS

En collaboration avec nos employés et nos dirigeants, nous avons renouvelé nos valeurs de manière à ce qu'elles reflètent les comportements fondamentaux qui sous-tendent notre succès et façonneront notre culture.

- » **SÉCURITÉ À CHAQUE ÉTAPE.**
- » **PESPONSABILITÉ PERSONNELLE.**
- » **UNE ÉQUIPE.**
- » **APPRENTISSAGE ACTIF.**

UNE SOCIÉTÉ AXÉE SUR LE GAZ NATUREL ET L'ÉNERGIE

MESSAGE DE JOHN ET FRANÇOIS

L'année 2024 a marqué une transformation dans l'histoire de TC Énergie. Grâce à notre engagement inébranlable à fournir de l'énergie de façon sécuritaire et fiable, nous avons franchi des étapes importantes dans notre objectif de répondre aux besoins croissants de l'Amérique du Nord et du monde entier. L'évolution du secteur de l'énergie continue de créer des occasions, et TC Énergie est particulièrement bien placée pour les saisir alors que nous envisageons l'avenir en tant que **société axée sur le gaz naturel et l'énergie et les solutions énergétiques**.

EXÉCUTION VIGOUREUSE ET PRIORITÉS CIBLÉES

En 2024, nous avons établi un ensemble clair de priorités stratégiques collectives :

- ❖ **Maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle**
- ❖ **Réaliser les projets selon les délais et le budget prévus**
- ❖ **Accroître la solidité et la souplesse de notre bilan**

Grâce à nos efforts acharnés, nous avons concrétisé ces priorités, ouvrant ainsi la voie à une croissance et à un succès durables. Plus particulièrement, nous avons mené à bien la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides, maintenant devenues une nouvelle société ouverte appelée South Bow Corporation, nous avons fait progresser le projet de gazoduc Southeast Gateway au Mexique dans les délais et sous le budget, nous avons effectué la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink et nous avons procédé à une réduction importante de notre dette, conformément à notre cible à long terme du ratio dette-BAIIA³ de 4,75 fois. Ces réalisations témoignent de notre capacité à nous adapter, à innover et à demeurer inébranlables dans notre engagement à créer de la valeur à long terme pour nos actionnaires.

3 Le ratio dette-BAIIA est un ratio non conforme aux PCGR. Le montant ajusté de la dette et le BAIIA comparable ajusté sont utilisés pour calculer le ratio dette-BAIIA. 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. 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 2024 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, 2023 et 2024.



CROISSANCE VIGOUREUSE. FAIBLES RISQUES. PERFORMANCE REPRODUCTIBLE.

Il ne fait aucun doute que le monde a besoin de plus d'énergie sous toutes ses formes afin de répondre à la demande sans cesse croissante, et nous sommes au premier rang de ceux permettant cette croissance. La demande de gaz naturel et d'électricité en Amérique du Nord s'accélère, stimulée par la rapide électrification globale, la croissance des exportations de GNL, la transition du charbon vers des énergies fiables à plus faibles émissions et les avancées technologiques, y compris l'expansion des centres de données.

Grâce à sa présence sans pareille au Canada, aux États-Unis et au Mexique, TC Énergie occupe une position unique pour répondre à cette demande en expansion.

Notre portefeuille d'actifs gaziers et énergétiques, qui comprend environ 93 700 kilomètres de pipelines et notre investissement dans le nucléaire par l'entremise de Bruce Power, nous permet de livrer de l'énergie de façon sécuritaire, abordable et durable. Nous demeurerons dorénavant concentrés sur la concrétisation de nos priorités stratégiques pour 2025 :

- ❖ **Maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle**
- ❖ **Réaliser des projets de croissance choisis**
- ❖ **Assurer notre solidité et notre souplesse financières**

NOTRE MOMENT EST VENU

Nos priorités pour 2025 sont claires et elles s'appuient sur notre excellence en matière d'exécution en 2024. Ces efforts, conjugués aux positions inégalées de nos infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, renforcent notre capacité à offrir des solutions au trilemme énergétique.

Nos succès en 2024 n'auraient pas été possibles sans le dévouement et le travail acharné de notre talentueuse équipe. Ses membres travaillent sans relâche à transporter, à produire et à stocker de façon sécuritaire et efficace l'énergie essentielle dont dépendent quotidiennement l'Amérique du Nord et le monde entier, et ce, dans le plus grand sérieux et le plus grand respect des collectivités où nous menons des activités, tout en demeurant à l'écoute des ayants droit autochtones et des parties prenantes. À la tête de ces efforts se trouve notre personnel talentueux et sans pareil, dont les compétences diversifiées, la détermination et la pensée novatrice placent TC Énergie dans une classe à part.

Notre engagement envers toutes les parties prenantes est soutenu par la gouvernance et la surveillance de notre estimé conseil d'administration, qui défend des principes solides et aide à définir notre orientation stratégique. Cette année, nous avons eu le plaisir d'annoncer la nomination de deux nouveaux administrateurs indépendants au conseil d'administration, soit Scott Bonham et Dawn Madahbee Leach. Tous deux apportent une vaste expérience et un leadership éprouvé et ils sont prêts à contribuer à la gouvernance de la vision stratégique et de la croissance à long terme de TC Énergie. Dans le cadre de notre prochaine assemblée annuelle des actionnaires, Indira Samarasekera et David MacNaughton se retireront du conseil d'administration. Dre Samarasekera et M. MacNaughton sont des membres précieux et engagés du conseil depuis 2016 et 2020, respectivement. Nous les remercions pour leurs nombreuses années de services dévoués envers TC Énergie et nos actionnaires.

Au nom du conseil d'administration et des membres de notre personnel, je tiens à exprimer notre gratitude envers vous, nos actionnaires, pour votre confiance et votre investissement soutenus envers TC Énergie. Ensemble, nous bâtissons un avenir plus fort et plus résilient pour notre société, nos collectivités et le secteur de l'énergie.

Cordialement,



John Lowe
Président du conseil
d'administration



François Poirier
Président et chef de
la direction

UN ENSEMBLE CIBLÉ DE PRIORITÉS CLAIRES

CONCRÉTISATION DE NOS PRIORITÉS POUR 2024

Maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle

- ❖ Achèvement de la scission des activités liées aux pipelines de liquides et intégration de l'entreprise de gazoducs.
- ❖ Sécurité, fiabilité et disponibilité dans l'ensemble de notre portefeuille d'actifs.
- ❖ Amélioration du BAIIA comparable grâce au règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans pour le réseau de NGTL.

Réaliser les projets selon les délais et le budget prévus

- ❖ Les travaux mécaniques visant le gazoduc Coastal GasLink ont été achevés à environ 13 % sous le budget, soit à 3,9 milliards de dollars US; de concert avec la CFE, nous prévoyons une mise en service le 1^{er} mai 2025.
- ❖ Le programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power se poursuit selon le calendrier et les coûts prévus; le programme de RCP du réacteur 4 a commencé le 31 janvier 2025.
- ❖ Des actifs d'environ 7 milliards de dollars⁴ ont été mis en service en 2024; nous sommes en bonne voie pour atteindre environ 8,5 milliards de dollars en 2025

Accroître la solidité et la souplesse de notre bilan

- ❖ Réalisation et détermination d'économies de coûts totales d'environ 2,5 milliards de dollars dans les estimations pour 2024 à 2027.
- ❖ BAIIA comparable dans la tranche supérieure des perspectives ou dépassant celles-ci pour les trois derniers exercices.
- ❖ Nous avons atteint un ratio dette-BAIIA de 4,8 fois à la clôture de l'exercice 2024, en baisse de 0,3 fois par rapport à la clôture de l'exercice 2023.

⁴ Comprend la quote-part de TC Énergie des apports de capitaux propres relativement au gazoduc Coastal GasLink.



PRIORITÉS STRATÉGIQUES POUR 2025

Maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle

- ❖ Promouvoir des pratiques d'exploitation sécuritaires afin de dépasser les objectifs de sûreté et de maximiser la disponibilité des actifs.
- ❖ Poursuivre la progression de l'intégration des activités de gazoducs afin de réaliser des synergies.
- ❖ Dégager une valeur ajoutée au moyen d'économies en matière d'investissements et d'exploitation.

Réaliser des projets de croissance choisis

- ❖ Réaliser un programme d'investissements garantis de haute qualité et mettre en service environ 8,5 milliards de dollars d'actifs :
 - notamment 3,9 milliards de dollars US pour Southeast Gateway.
- ❖ Dégager un BAIIA comparable de 10,7 à 10,9 milliards de dollars⁵ pour l'exercice 2025.

Assurer notre vigueur et notre souplesse financières

- ❖ Prioriser les projets réalisables à faibles risques qui maximisent l'écart entre le rendement gagné et le coût en capital.
- ❖ Maintenir notre engagement à l'égard des dépenses en immobilisations nettes⁶ annuelles de 6 à 7 milliards de dollars.
- ❖ Poursuivre les efforts de désendettement afin d'atteindre notre plafond de ratio dette-BAIIA de 4,75 fois.

NOTRE ENGAGEMENT

Croissance vigoureuse. Faibles risques. Performance reproductible

- ❖ Poursuivre la croissance observée sur plusieurs décennies du BAIIA comparable et des dividendes.
- ❖ Garantir des flux de trésorerie de haute qualité soutenus par des tarifs réglementés ou des contrats d'achat ferme à long terme comportant très peu de risques de prix ou volumétriques.
- ❖ Continuer de démontrer la souplesse nécessaire pour évoluer selon la dynamique du marché et les changements technologiques afin d'offrir une croissance vigoureuse et une reproductibilité à faibles risques, comme nous le démontrons depuis plus de 20 ans.

⁵ Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,35.

⁶ Les dépenses en immobilisations nettes sont ajustées pour tenir compte de la part attribuable aux participations sans contrôle et elles constituent une mesure financière supplémentaire 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures financières supplémentaires » de notre rapport de gestion annuel 2024 (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 2024 est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.



UNE SOCIÉTÉ AXÉE SUR LE GAZ NATUREL ET L'ÉNERGIE

GAZ NATUREL – UNIQUE PARMIS NOS PAIRS

Grâce à nos activités considérables dans trois territoires d'Amérique du Nord, nous sommes des chefs de file du transport et du stockage du gaz naturel, et nous sommes fiers de notre histoire. Grâce à une croissance prévisible et généreuse jusqu'à la fin de la décennie, notre réseau stratégique d'environ 93 700 kilomètres (58 200 milles) relie les bassins de gaz naturel les plus concurrentiels et les moins coûteux aux marchés de grande qualité au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Nous transportons en toute sécurité plus de 30 % du gaz naturel nécessaire pour répondre à la demande énergétique de l'ensemble du continent chaque jour. Notre infrastructure permet une connectivité essentielle entre les centres d'approvisionnement et de demande et elle consolide nos assises pour acheminer le gaz naturel vers les terminaux d'exportation de GNL en Amérique du Nord. 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 et permet de livrer au monde entier du gaz naturel produit de façon responsable. Aux États-Unis, notre réseau de gazoducs achemine actuellement environ 30 % du gaz d'alimentation destiné à l'exportation de GNL. Au Mexique, pour répondre à la demande croissante du pays, nous travaillons de concert avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») pour que le projet Southeast Gateway soit mis en service le 1^{er} mai 2025. Ce gazoduc dédié doté d'une technologie de pointe pour le transport est une initiative favorisant l'ensemble du pays qui offrira un accès au gaz naturel aux habitants du sud-est du Mexique.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES – SOUTENUES PAR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Nos activités de production d'énergie continuent de fournir de l'énergie fiable, abordable et durable. Grâce à notre portefeuille d'actifs détenus et exploités, nous générons environ 4 650 mégawatts de capacité de production d'électricité, dont plus de 75 % se composent d'électricité à faibles émissions de carbone provenant de l'énergie nucléaire ou de sources renouvelables. Avec notre participation de 48,3 % dans Bruce Power, l'énergie nucléaire est au cœur de notre secteur Énergie et solutions énergétiques et elle constitue un élément crucial et complémentaire de la stratégie de TC Énergie, avec une croissance prévisible jusqu'en 2030 et au-delà grâce à notre programme de remplacement des composants majeurs (« RCP ») et notre projet 2030. Au Canada, la production d'électricité sécuritaire, fiable, abordable et sans émissions de Bruce Power joue un rôle essentiel dans la satisfaction de la demande croissante d'électricité et l'atteinte des objectifs de décarbonation en Ontario, correspondant à environ 30 % des besoins en électricité de cette province. Nous nous efforçons de maximiser la valeur de nos actifs de production et de stockage de gaz naturel qui répondent à la demande croissante d'électricité fiable et abordable. En nous concentrant sur l'évolution de la composition des produits énergétiques, nous développons nos capacités et notre expertise en matière de solutions à faibles émissions de carbone afin de préserver la valeur de notre infrastructure de gaz naturel existante et de nous assurer que nous sommes bien préparés pour réagir aux changements dans le marché et dégager une performance reproductible.



CE QUI NOUS DISTINGUE

Notre orientation stratégique renouvelée et la composition de notre portefeuille partagée entre le gaz naturel et l'énergie et les solutions énergétiques nous procurent de nombreux avantages concurrentiels dans le secteur, ce qui nous permet de continuer de réaliser une croissance vigoureuse, à faibles risques, et une performance reproductible.

DIVERSIFICATION GÉOGRAPHIQUE INÉGALÉE

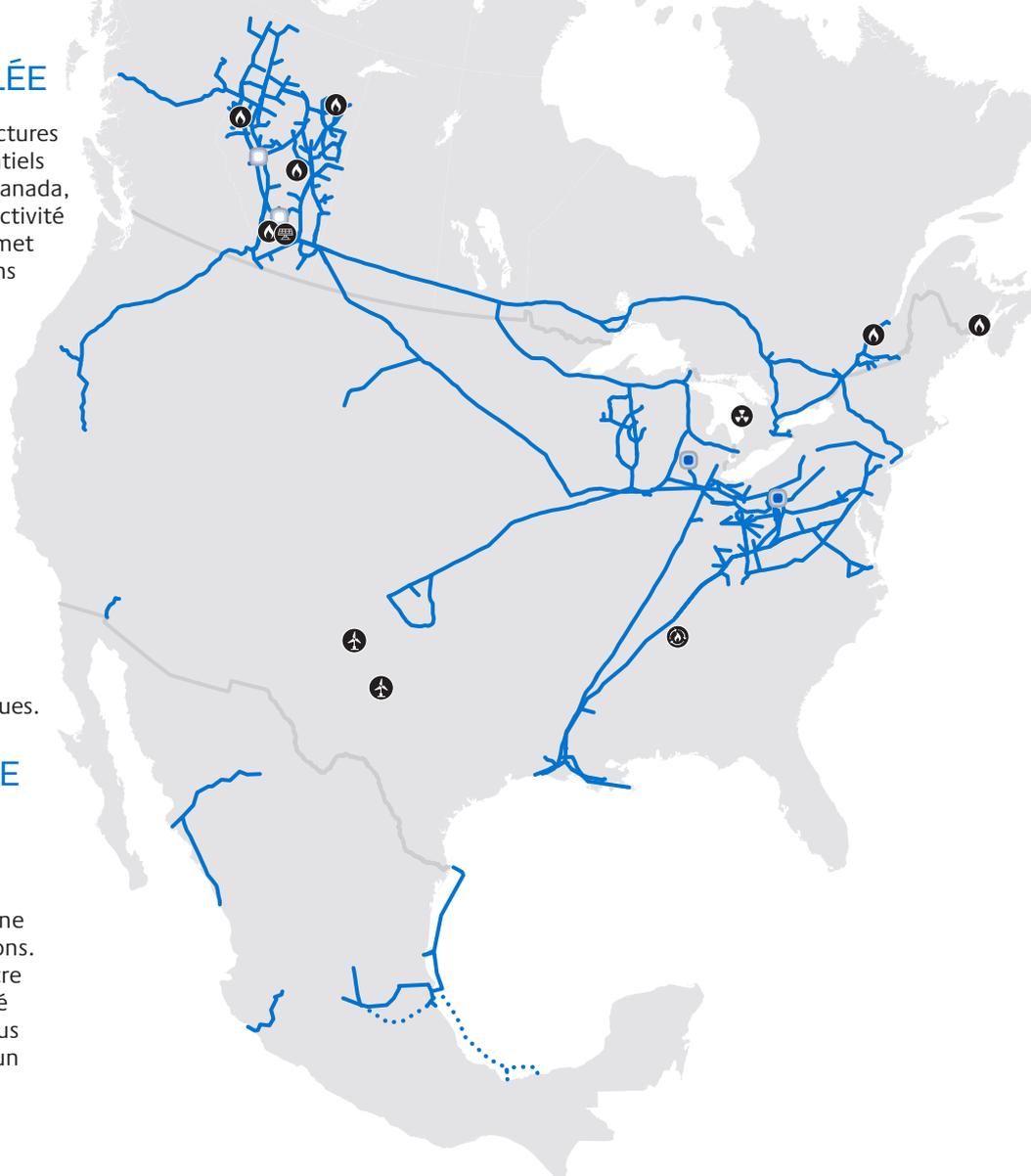
Nous sommes la seule société d'infrastructures de gaz naturel possédant des actifs essentiels dans trois pays d'Amérique du Nord : le Canada, les États-Unis et le Mexique. Cette connectivité unique à l'échelle du continent nous permet de livrer du gaz naturel à partir des bassins de gaz naturel les plus concurrentiels et les moins coûteux vers les marchés à forte demande au-delà des frontières et des continents.

PRIORITÉ SANS FAILLE AU GAZ NATUREL

Nous occupons la position de principale société nord-américaine de transport et de stockage d'énergie axée sur le gaz naturel. Nous sommes bien placés pour connaître une croissance qui renforcera nos activités liées au gaz naturel et pour suivre le rythme des progrès technologiques.

POSITION ÉNERGÉTIQUE COMPLÉMENTAIRE

Nous occupons une position stratégique dans la production d'électricité grâce à notre participation dans le nucléaire – une énergie constante, fiable et sans émissions. Cette participation, de concert avec notre expertise dans la production d'électricité au gaz et le stockage de gaz naturel, nous place en position enviable pour fournir un approvisionnement en énergie fiable et contribuer à la stabilité du réseau.



Rapport de gestion

Le 13 février 2025

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 2024.

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 2024, 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	13
• Nos entreprises essentielles	14
• Notre stratégie	16
• Points saillants des résultats financiers de 2024	20
• Mesures non conformes aux PCGR	25
• Mesures financières supplémentaires	32
• Perspectives	33
• Programme d'investissement	34
ENTREPRISE DE GAZODUCS	38
GAZODUCS – CANADA	48
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	54
GAZODUCS – MEXIQUE	59
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	64
SIÈGE SOCIAL	76
INCIDENCE DU CHANGE	84
SITUATION FINANCIÈRE	86
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	100
• Mesures non conformes aux PCGR	102
AUTRES RENSEIGNEMENTS	108
• Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise	108
• Contrôles et procédures	127
• Estimations comptables critiques	128
• Instruments financiers	129
• Transactions avec des parties liées	131
• Modifications comptables	131
• Résultats trimestriels	132
GLOSSAIRE	148

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 148. Tous les renseignements sont en date du 13 février 2025 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

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 de ses activités liées aux pipelines de liquides. Les actionnaires de TC Énergie ont voté en faveur de la scission en juin 2024 et, le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a mené à terme la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission »), qui sont devenues une nouvelle société ouverte appelée South Bow Corporation (« South Bow »). Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Afin de permettre une comparaison qui ait un sens, les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les activités abandonnées tiennent compte des résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois, comparativement à un exercice complet de résultats du secteur Pipelines de liquides en 2023 et 2022. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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 concernant la taille, la structure, le calendrier, les modalités et les résultats des transactions courantes et futures;
- 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;
- 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), y compris les énoncés à l'égard de nos objectifs de réduction de l'intensité des émissions de GES;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique ainsi que les négociations commerciales en cours, 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 tirer des acquisitions et des cessions, y compris la scission;
- 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 tirer des acquisitions et des cessions, y compris la scission;
- 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 pipeliniers;
- 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, y compris les risques liés au climat et l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique et politique ainsi que les négociations commerciales 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).

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 centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



NOS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons deux entreprises essentielles : Gazoducs 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 quatre secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique 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.

TC Énergie a mené à terme la scission le 1^{er} octobre 2024 et elle comptabilise depuis les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » à la page 100 pour un complément d'information.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023¹
Total de l'actif par secteurs		
Gazoducs – Canada	31 167	29 782
Gazoducs – États-Unis	56 304	50 499
Gazoducs – Mexique	15 995	12 003
Énergie et solutions énergétiques	10 217	9 525
Siège social	4 189	7 715
	117 872	109 524
Activités abandonnées	371	15 510
	118 243	125 034

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Total des produits découlant des activités poursuivies par secteurs¹		
Gazoducs – Canada	5 600	5 173
Gazoducs – États-Unis	6 339	6 229
Gazoducs – Mexique	870	846
Énergie et solutions énergétiques	954	1 019
Siège social	8	—
	13 771	13 267

1 Exclut des produits de 2 217 millions de dollars et de 2 667 millions de dollars pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, respectivement, liés aux activités abandonnées, ce qui représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies par secteurs^{1,2}		
Gazoducs – Canada	3 388	3 335
Gazoducs – États-Unis	4 511	4 385
Gazoducs – Mexique	999	805
Énergie et solutions énergétiques	1 214	1 020
Siège social	(63)	(73)
	10 049	9 472

- 1 Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui, par conséquent, pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) est la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour consulter un rapprochement du BAIIA comparable ainsi qu'à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la société » pour un complément d'information.
- 2 Exclut le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées de 1 145 millions de dollars et de 1 516 millions de dollars pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, respectivement, ce qui représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023. Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information sur le rapprochement du bénéfice sectoriel et du BAIIA comparable.

NOTRE STRATÉGIE

Notre vision consiste à être le leader de confiance du domaine des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, engagé envers l'excellence en matière de sécurité, de performance et de relations avec les parties prenantes. Notre mission est de transporter, de produire et de stocker de façon sécuritaire et efficace l'énergie essentielle dont dépendent l'Amérique du Nord et le monde entier. Nous sommes une équipe de personnes dédiées à la résolution de problèmes énergétiques qui travaillent à fournir de l'énergie de manière sûre, fiable, sécuritaire et abordable, tout en cherchant à concrétiser notre proposition de valeur : dégager une croissance solide à faibles risques et une performance reproductible année après année.

Nous exploitons des réseaux de transport et de stockage de gaz naturel ainsi que des actifs de production d'électricité :

- nous livrons du gaz naturel au Canada, aux États-Unis et au Mexique, y compris à des terminaux d'exportation qui expédient du GNL partout dans le monde;
- nous produisons de l'électricité au Canada et aux États-Unis, principalement au moyen de l'énergie nucléaire, mais aussi au moyen du gaz naturel, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire;
- nous stockons du gaz naturel au Canada et aux États-Unis par l'intermédiaire d'entreprises à capacité réglementée et non réglementée.

Ces infrastructures de longue durée reposent sur nos postures prudentes en matière de risques et, dans la plupart des cas, sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée. Nous estimons que nos actifs produiront des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables et qu'ils constituent la pierre angulaire de notre proposition de valeur à faibles risques. Notre stratégie à long terme est articulée autour des convictions profondes suivantes :

- 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;
- les besoins en sources d'énergie fiables et à la demande continueront de s'accroître;
- les actifs énergétiques deviendront de plus en plus précieux dans un monde où la demande d'énergie augmente et où le développement de nouvelles infrastructures pose des défis.

Ventilation du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies¹

Exercice clos le 31 décembre	2024	2023 ²
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies par secteurs³		
Gazoducs – Canada	33 %	35 %
Gazoducs – États-Unis	45 %	46 %
Gazoducs – Mexique	10 %	8 %
Énergie et solutions énergétiques	12 %	11 %
	100 %	100 %

1 Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteurs.

2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

3 Exclut les pertes découlant du BAIIA comparable du siège social attribuables aux activités poursuivies de 63 millions de dollars et de 73 millions de dollars pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, respectivement.

La composition de nos actifs continuera d'évoluer en fonction des sources d'énergie en Amérique du Nord. Nous prévoyons que les tendances suivantes se dessineront dans la répartition du capital au cours des prochaines années :

- les gazoducs continueront d'attirer des capitaux pour répondre à la demande croissante des clients, stimulée par la conversion du charbon au gaz, les exportations de GNL et la construction de centres de données;
- le capital dans le secteur Énergie et solutions énergétiques sera principalement affecté à la prolongation de la durée de vie et à l'augmentation de la capacité de la production nucléaire. Nous effectuerons des investissements prudents dans les technologies émergentes afin de développer des capacités complémentaires à nos activités principales, sans prendre de risques liés aux prix des produits de base ou de risques volumétriques ni utiliser des technologies n'ayant pas fait leurs preuves;
- des investissements discrétionnaires supplémentaires financeront certaines occasions de grande qualité dans notre portefeuille de projets d'aménagement ainsi que des occasions supplémentaires visant des actifs existants dans l'ensemble de nos activités.

Éléments clés de notre stratégie

Maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle

- Le fondement même de notre entreprise demeure la sécurité et la fiabilité de notre exploitation en maximisant la capacité de nos actifs et en maintenant l'intégrité de nos infrastructures, tout en réduisant de notre empreinte environnementale.
- Notre vaste réseau de gazoducs relie 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 devrait permettre de générer 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.
- Nous cherchons continuellement à accroître et à préserver la valeur de chacun de nos actifs au moyen de leviers opérationnels, commerciaux et autres, tout en apportant des améliorations aux produits, comme la création d'une capacité supplémentaire dans nos réseaux et la mise à profit des activités de commercialisation.

Réaliser des projets de croissance choisis

- La sécurité, le caractère réalisable, la rentabilité et la fiabilité sous-tendent chacun de nos investissements.
- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme, qui reposent la plupart sur des ententes 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.
- Nous sommes d'avis que nos positions établies dans les régions où la demande de gaz naturel et d'électricité augmente devraient nous offrir un apport constant d'occasions de croissance.
- 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.
- Nous cherchons à gérer 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 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 dans le cadre des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinaires et autres infrastructures énergétiques.
- 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 d'entreprendre certains projets, notamment les initiatives de croissance à plus faibles émissions de carbone dans de nouveaux sous-secteurs pour lesquels nous sommes susceptibles d'occuper une forte position concurrentielle.

Assurer la solidité et la souplesse financières

- La répartition disciplinée du capital nous permet de maximiser la valeur des actifs à court, moyen et long termes tout en protégeant notre réseau d'actifs et en le faisant croître. Nous cherchons à répartir le capital de manière à améliorer la compétitivité des coûts et le rendement de notre portefeuille, tout en prolongeant la durée de vie de nos actifs.
- Notre processus de répartition du capital est conçu de manière à nous assurer que nous respectons la cible annuelle de dépenses d'investissement nettes, tout en maximisant les rendements attendus des projets que nous approuvons.
- 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.
- 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. Cela nous aide à repérer les occasions que nous estimons susceptibles de soutenir notre résilience, de renforcer nos actifs ou d'accroître la diversification de notre portefeuille.
- Nous croyons que notre portefeuille diversifié et de grande qualité d'infrastructures énergétiques génère des flux de trésorerie prévisibles et à faibles risques et qu'il nous place dans une position avantageuse pour réussir face à divers scénarios de transition énergétique tout au long des cycles économiques.
- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales en sécurité, en excellence opérationnelle, en création d'occasions d'investissement, en réalisation de projets, en relations avec les parties prenantes et en durabilité, pour nous assurer de dégager de la valeur pour les actionnaires.

Comment nous exerçons nos activités

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 connecter le monde à l'énergie dont il a besoin. Nous y parviendrons grâce aux orientations suivantes.

- **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 dans un secteur qui présente d'importantes barrières à l'entrée constitue 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. Non seulement nos 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 plus faibles émissions de carbone qui sont complémentaires à nos activités principales.
- **Discipline rigoureuse** – Notre personnel possède un niveau élevé de compétences en conception, en construction et en exploitation d'infrastructures énergétiques. Nos employés font de la sécurité et de l'excellence opérationnelle une priorité; leur engagement envers la protection de l'environnement dans les collectivités que nous desservons est en phase avec 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 capitaux à des coûts raisonnables pour financer nos nouveaux investissements tout en préservant la souplesse financière nécessaire à nos activités dans toutes les conditions de marché, ce qui comprend la gestion de notre portefeuille. Nous cherchons à générer des dividendes tout en assurant la progression du cours de l'action.
- **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 installé des postes de compression électrique ou remplacé des postes de compression à gaz par l'électrification, ou les deux, et que nous évaluons actuellement l'aménagement d'installations de stockage d'énergie propre et adaptable dans le réseau de distribution d'électricité.
- **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 dans nos communications relatives à la durabilité avec tous les ayants droit et les parties prenantes et nous publions annuellement l'intensité de nos émissions de GES dans notre Rapport sur la durabilité. Nous continuons de miser sur nos engagements envers la durabilité, lesquels représentent les intérêts de notre entreprise, des ayants droit autochtones et des parties prenantes, ce qui nous positionne de manière à assurer notre succès à long terme. Nous nous sommes engagés à jouer un rôle dans l'effort collectif consistant à promouvoir un système énergétique à plus faibles émissions et nous prévoyons déposer, en 2025, une mise à jour de notre cible intermédiaire visant la réduction des émissions de GES qui reflétera l'incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides ainsi que l'utilisation accrue prévue dans l'ensemble de nos réseaux. Nous continuons à mettre l'accent sur la réalisation de notre objectif à long terme de nous positionner de manière à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 et nous reconnaissons que pour atteindre cet objectif, il est impératif d'accélérer les changements en matière de politiques énergétiques et de réglementation au niveau mondial et de soutenir les nouvelles technologies. Nous continuons de miser sur nos neuf engagements envers la durabilité ainsi que sur les mesures et les cibles s'y rapportant, afin de nous assurer que notre société sera en bonne position pour connaître du succès 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.
- **Culture et personnel** – Notre personnel est notre actif le plus important et il incarne nos valeurs que sont la sécurité, la responsabilité personnelle, le travail d’équipe et l’apprentissage actif. Ces valeurs façonnent ainsi notre façon de faire des affaires et, par conséquent, le respect de nos engagements.

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 les nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d’emprunt actuelle, à des partenariats et à la gestion de notre portefeuille.
- **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 et 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 à revenu fixe.
- **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 2024

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 découlant des activités poursuivies et abandonnées et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les sections portant sur les résultats financiers de chaque secteur et la rubrique « Activités abandonnées » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

Comme il est mentionné à la page 10 de la rubrique « Au sujet de la présente publication », les résultats des activités liées aux pipelines de liquides sont présentés à titre d'activités abandonnées. Afin de permettre une comparaison qui ait un sens, les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les activités abandonnées tiennent compte des résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois, comparativement à un exercice complet de résultats du secteur Pipelines de liquides en 2023 et 2022. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023 ¹	2022 ¹
Bénéfice			
Produits	13 771	13 267	12 309
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641
découlant des activités poursuivies	4 199	2 217	8
découlant des activités abandonnées ²	395	612	633
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	4,43 \$	2,75 \$	0,64 \$
découlant des activités poursuivies	4,05 \$	2,15 \$	0,01 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,38 \$	0,60 \$	0,63 \$
BAIIA comparable ³	11 194	10 988	9 901
découlant des activités poursuivies	10 049	9 472	8 483
découlant des activités abandonnées ²	1 145	1 516	1 418
Résultat comparable ³	4 430	4 652	4 279
découlant des activités poursuivies	3 865	3 896	3 618
découlant des activités abandonnées ²	565	756	661
Résultat comparable par action ordinaire ³	4,27 \$	4,52 \$	4,30 \$
découlant des activités poursuivies	3,73 \$	3,78 \$	3,64 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,54 \$	0,74 \$	0,66 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023 et 2022. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

3 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 25.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Flux de trésorerie¹			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ²	7 696	7 268	6 375
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{2,3}	7 890	7 980	7 353
Dépenses d'investissement ⁴	7 904	12 298	8 961
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(307)	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	791	33	—
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁵	419	5 328	—

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023 et 2022. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

3 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 25.

4 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, déduction faite des autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars en 2024 dans le secteur Gazoducs - Canada (néant en 2023; 1,2 milliard de dollars dans le secteur Siège social en 2022). Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 7 « Coastal GasLink », et à la note 12 « Prêts à des sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

5 Inscrite dans les activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie de nos états financiers consolidés de 2024.

exercices clos les 31 décembre (sauf indication contraire)			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023	2022
Bilan			
Total de l'actif ¹	118 243	125 034	114 348
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	47 931	52 914	41 543
Billets subordonnés de rang inférieur	11 048	10 287	10 495
Actions privilégiées	2 499	2 499	2 499
Participations sans contrôle	10 768	9 455	126
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 093	27 054	31 491
Dividendes déclarés²			
par action ordinaire ³	3,7025 \$	3,72 \$	3,60 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	1 038	1 030	995
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	1 039	1 037	1 018

1 Au 31 décembre 2024, comprenait des actifs de 371 millions de dollars (15 510 millions de dollars en 2023; 15 587 millions de dollars en 2022) liés aux activités abandonnées. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

2 Pour l'exercice clos.

3 Les dividendes déclarés pour le quatrième trimestre de 2024 reflète l'affectation proportionnelle à TC Énergie postérieurement à la scission. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023 ¹	2022 ¹
Gazoducs – Canada	2 016	(90)	(1 440)
Gazoducs – États-Unis	4 053	3 531	2 617
Gazoducs – Mexique	929	796	491
Énergie et solutions énergétiques	1 102	1 004	833
Siège social	(136)	(144)	(51)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	7 964	5 097	2 450
Intérêts débiteurs	(3 019)	(2 966)	(2 300)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	784	575	369
Gains (pertes) de change, montant net	(147)	320	(185)
Intérêts créditeurs et autres	324	272	140
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	5 906	3 298	474
(Charge) recouvrement d'impôts lié aux activités poursuivies	(922)	(842)	(322)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 984	2 456	152
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts²	395	612	633
Bénéfice net (perte nette)	5 379	3 068	785
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(681)	(146)	(37)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	4 698	2 922	748
Dividendes sur les actions privilégiées	(104)	(93)	(107)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	4,43 \$	2,75 \$	0,64 \$
découlant des activités poursuivies	4,05 \$	2,15 \$	0,01 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,38 \$	0,60 \$	0,63 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023 et 2022. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023 ¹	2022 ¹
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires			
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 984	2 456	152
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(681)	(146)	(37)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	4 303	2 310	115
Dividendes sur les actions privilégiées	(104)	(93)	(107)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	4 199	2 217	8
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts ²	395	612	633
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023 et 2022. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

En 2024, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies s'est établi à 4,2 milliards de dollars, ou 4,05 \$ par action (2,2 milliards de dollars ou 2,15 \$ par action en 2023; 8 millions de dollars ou 0,01 \$ par action en 2022), soit une augmentation de 2,0 milliards de dollars ou de 1,90 \$ par action par rapport à 2023 et une augmentation de 2,2 milliards de dollars, ou de 2,14 \$ par action, en 2023 par rapport à 2022. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la société » pour obtenir une liste des éléments précis inclus dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies, qui ont été exclus de notre calcul des mesures comparables.

Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Activités abandonnées » pour obtenir une liste des éléments précis inclus dans le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts, qui ont été exclus de notre calcul des mesures comparables.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 7,7 milliards de dollars en 2024, soit 6 % de plus qu'en 2023, en raison principalement de l'augmentation des fonds découlant des activités poursuivies ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur. Les fonds provenant de l'exploitation comparables de 7,9 milliards de dollars en 2024 ont reculé de 1 % en regard de ceux de 2023, en raison principalement de la baisse du résultat comparable, contrebalancée en partie par l'accroissement des distributions reçues de nos 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)	2024	2023	2022
Gazoducs – Canada	2 100	6 184	4 719
Gazoducs – États-Unis	2 575	2 660	2 137
Gazoducs – Mexique	2 228	2 292	1 027
Énergie et solutions énergétiques	824	1 080	894
Siège social	50	33	41
	7 777	12 249	8 818
Activités abandonnées	127	49	143
	7 904	12 298	8 961

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, déduction faite des autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars en 2024 dans le secteur Gazoducs - Canada (néant en 2023; 1,2 milliard de dollars dans le secteur Siège social en 2022). Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 7 « Coastal GasLink », et à la note 12 « Prêts à des sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

En 2024 et en 2023, nous avons investi 7,9 milliards de dollars et 12,3 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 2024 et de 2023 comprenait des apports de 1,5 milliard de dollars (déduction faite des distributions) et de 4,1 milliards de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement en faveur de Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») et de Bruce Power.

Produit de la vente d'actifs

En 2024, TC Énergie et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (« Énergir ») ont mené à terme la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à un tiers. Notre quote-part du produit s'est élevée à 743 millions dollars (546 millions dollars US), déduction faite des coûts de transaction.

En 2024, nous avons aussi finalisé la vente d'autres actifs secondaires pour un produit brut de 48 millions de dollars.

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 33 millions de dollars (25 millions de dollars US). Aux termes de la scission réalisée le 1^{er} octobre 2024, notre participation restante dans Port Neches Link LLC a été transférée à South Bow.

Acquisitions

En 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans les parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») contre 224 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs, exclusion faite des activités abandonnées, de 8,3 milliards de dollars en 2024. Au 31 décembre 2024, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et les participations sans contrôle comptaient pour 37 % de notre structure du capital (37 % en 2023), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (13 % en 2023). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Dividendes

À compter des dividendes payables le 31 janvier 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2024, les montants reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie postérieurement à la scission. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Le 14 février 2025, nous avons annoncé un dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de 0,85 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2025, ce qui représente une hausse de 3,3 % par rapport à l'affectation proportionnelle du dividende à TC Énergie après la scission. Cela correspond à un dividende annuel de 3,40 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 25^e exercice d'affilée 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 une 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.

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)	2024	2023	2022
Actions ordinaires	3 953	2 787	3 192
Actions privilégiées	99	92	106

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites dans le tableau plus bas. 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. Ces mesures sont examinées régulièrement par notre président et chef de la direction, par la direction et par le conseil d'administration afin d'évaluer notre performance et de prendre des décisions concernant les activités courantes de notre entreprise ainsi que sa capacité à générer des flux de trésorerie. Certaines ou la totalité de ces mesures peuvent également être utilisées par les investisseurs et d'autres utilisateurs externes de nos états financiers à titre de mesures supplémentaires pour obtenir des informations utiles à la prise de décisions concernant notre performance d'une période à l'autre et notre capacité à générer des bénéfices qui sont essentiels à nos activités courantes. 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 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.

Toute décision d'ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Nous appliquons une approche uniforme à l'égard des ajustements, qui se classent généralement dans l'une des catégories décrites ci-dessous.

- De par leur nature, ils sont inhabituels, peu fréquents et identifiables séparément de nos activités commerciales normales et, à notre avis, ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes au cours de la période. Ils comprennent généralement ce qui suit :
 - les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs détenus en vue de la vente; la dépréciation du goodwill, d'immobilisations corporelles, de participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs; les règlements juridiques, contractuels et autres règlements peu fréquents; les coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration; 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 incidences découlant des changements dans la législation et des variations des taux d'imposition en vigueur ainsi que des remboursements/versements d'impôt inhabituels; et les ajustements des provisions pour moins-value.
- Les gains et les pertes latents liés aux ajustements de la juste valeur qui ne reflètent pas les bénéfices ou les pertes réalisés ou l'incidence sur la trésorerie de nos activités sous-jacentes engagés dans la période à l'étude. Ils comprennent généralement ce qui suit :
 - les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur des dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des marchandises; les ajustements de la juste valeur latents liés à notre quote-part des activités de gestion des risques de Bruce Power et des fonds qu'elle a investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite; et les ajustements de la juste valeur latents des prêts intersociétés qui ont une incidence sur le résultat consolidé.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Ces mesures s'appliquent à nos activités poursuivies et à nos activités abandonnées. Des rapprochements quantitatifs de nos mesures comparables avec leurs mesures conformes aux PCGR correspondantes et une analyse des ajustements particuliers apportés pour 2024 et les périodes comparatives se trouvent aux pages 27 et 28, à la rubrique « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière ». Les mesures non conformes aux PCGR pour les activités abandonnées se trouvent à la rubrique « Activités abandonnées » à la page 102.

Mesure non conforme aux PCGR	Mesure conforme aux PCGR
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
BAlI 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	reentrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	reentrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAlIA comparable et BAlI comparable

Le BAlIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la section « Mesures comparables », exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAlIA 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 BAlI 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 et à la rubrique « Activités abandonnées » pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle).

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les reentrées 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 29 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2024. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Nous croyons que les fonds provenant de l'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation comparable sont des mesures utiles 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 notre entreprise à générer des reentrées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les reentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

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 des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». 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 inscrits à notre état consolidé des résultats, après ajustement en fonction de postes particuliers. Nous utilisons le résultat 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. Se reporter à la page 28 et à la rubrique « Activités abandonnées » 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 pour les activités poursuivies et les activités abandonnées.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire - activités poursuivies

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

2024

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars (456 millions de dollars après impôts) sur la vente de PNGTS menée à terme le 15 août 2024;
- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars (178 millions de dollars après impôts) lié à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au retrait des billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024;
- des gains de change latents nets avant impôts de 143 millions de dollars (153 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») et Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »), déduction faite des participations sans contrôle;
- un gain avant impôts de 48 millions de dollars (63 millions de dollars après impôts) lié à la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- un recouvrement avant impôts de 22 millions de dollars (15 millions de dollars après impôts) 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, déduction faite des participations sans contrôle;
- une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants à la suite de la scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars (27 millions de dollars après impôts) se rapportant aux coûts de développement engagés dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration à ce projet;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars (26 millions de dollars après impôts) se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 24 millions de dollars (18 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus;
- des coûts avant impôts de 10 millions de dollars (42 millions de dollars après impôts) au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL.

2023

- une charge de dépréciation avant impôts de 2,1 milliards de dollars (1,9 milliard de dollars après impôts) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information;
- une charge avant impôts de 65 millions de dollars (48 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 44 millions de dollars (44 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 80 millions de dollars (55 millions de dollars après impôts) 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.

2022

- une charge de dépréciation avant impôts de 3,0 milliards de dollars (2,6 milliards de dollars après impôts) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition avant impôts de 571 millions de dollars (531 millions de dollars après impôts) au titre de Great Lakes;
- 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 provision pour pertes sur créances attendues avant impôts de 163 millions de dollars (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.

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.

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023 ¹	2022 ¹
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	4 199	2 217	8
Postes particuliers (avant impôts) :			
Gain sur la vente de PNGTS	(572)	—	—
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt ²	(228)	—	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ³	(143)	44	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	(48)	—	—
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 ⁴	(22)	(80)	163
Charge de dépréciation au titre du projet Tundra	36	—	—
Règlement avec un tiers	34	—	—
Coûts liés au projet Focus ⁵	24	65	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	10	—	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	2 100	3 048
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	571
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(8)	(7)	17
Activités de gestion des risques ⁶	433	(395)	149
Impôts sur des postes particuliers⁷	150	(48)	(338)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	3 865	3 896	3 618
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	4,05 \$	2,15 \$	0,01 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts)	(0,32)	1,63	3,63
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,73 \$	3,78 \$	3,64 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

2 En octobre 2024, TCPL a entrepris et achevé nos offres publiques d'achat en trésorerie visant l'achat et l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme à un escompte moyen pondéré de 7,73 %. De plus, nous avons remboursé les billets remboursables sur demande en circulation à leur valeur nominale. Ces extinctions de dettes ont donné lieu à un gain net avant impôts de 228 millions de dollars, principalement en raison des escomptes de juste valeur et des frais d'émission de titres d'emprunt non amortis. Le gain net à l'extinction de titres d'emprunt a été comptabilisé au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

3 En 2023, TCPL et TGNH sont devenues parties à une facilité de crédit renouvelable non garantie. 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 réévaluation et 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, nous excluons 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, déduction faite des participations sans contrôle.

4 En 2022, TGNH et la CFE ont conclu des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé. Comme l'exigent les PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une 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, qui fluctuera d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des hypothèses économiques et de l'information prospective. Cette provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, et nous avons donc exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2024 pour obtenir des précisions.

5 En 2022, nous avons lancé le projet Focus, qui comporte des 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 à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions à ce sujet.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Gazoducs – États-Unis	(113)	80	(15)
Installations énergétiques au Canada	84	(31)	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(10)	9	—
Stockage de gaz naturel	(57)	91	11
Taux d'intérêt	(71)	—	—
Change	(266)	246	(149)
	(433)	395	(149)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	105	(99)	36
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	(328)	296	(113)

7 Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités poursuivies

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités poursuivies 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 d'activité.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023¹	2022¹
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies			
Gazoducs – Canada	3 388	3 335	2 806
Gazoducs – États-Unis	4 511	4 385	4 089
Gazoducs – Mexique	999	805	753
Énergie et solutions énergétiques	1 214	1 020	907
Siège social	(63)	(73)	(72)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	10 049	9 472	8 483
Amortissement	(2 535)	(2 446)	(2 262)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 176)	(2 966)	(2 300)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	784	575	369
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	(85)	118	(8)
Intérêts créditeurs et autres	324	272	140
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(772)	(890)	(660)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(620)	(146)	(37)
Dividendes sur les actions privilégiées	(104)	(93)	(107)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	3 865	3 896	3 618
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,73 \$	3,78 \$	3,64 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison de 2024 et de 2023

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies de 2024 a été supérieur de 577 millions de dollars à celui de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du BAIIA du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable surtout à l'apport plus élevé de Bruce Power en raison de la hausse de la production et du prix contractuel plus élevé ainsi que des activités de stockage de gaz naturel et autres grâce à l'accroissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, facteurs contrebalancés en partie par la diminution des résultats des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts moins importante;
- l'augmentation du BAIIA du secteur Gazoducs - Canada attribuable principalement à la hausse des coûts transférables et à l'accroissement du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL et à Foothills, contrebalancés en partie par la baisse du bénéfice découlant de Coastal GasLink par suite de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars en 2023;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable au résultat supplémentaire tiré des projets de croissance mis en service et aux ventes contractuelles supplémentaires, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation et la diminution du résultat imputable à la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 84, le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies libellé en dollars US a augmenté de 180 millions de dollars US par rapport à celui de 2023, et a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,37 en 2024, contre 1,35 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Comparaison de 2023 et de 2022

Le BAIIA comparable tiré des activités poursuivies de 2023 a été supérieur de 989 millions de dollars à celui de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA 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 BAIIA 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 BAIIA 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 BAIIA 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 BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 84, le BAIIA comparable tiré des activités poursuivies libellé en dollars US a augmenté de 100 millions de dollars US par rapport à celui de 2022, et 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.

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 découlant des activités poursuivies

Comparaison de 2024 et de 2023

Le résultat comparable découlant des activités poursuivies de 2024 a été inférieur de 31 millions de dollars, ou 0,05 \$ par action ordinaire, à celui de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets;
- 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 2024 en regard de 2023, à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme en 2024 et à l'incidence des intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées pour une période de neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable aux dépenses visant le projet de gazoduc Southeast Gateway, contrebalancées en partie par les projets mis en service et l'arrêt de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative à Tula au quatrième trimestre de 2023;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique et le bénéfice libellé en dollars US, ainsi que la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme et à la diminution des provisions liées aux assurances;
- la charge d'impôts moindre attribuable à l'exposition au change au Mexique et à la baisse du résultat comparable imposable, facteurs contrés en partie par la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et par la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en raison surtout 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 ») au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024.

Comparaison de 2023 et de 2022

Le résultat comparable tiré des activités poursuivies de 2023 a été supérieur de 278 millions de dollars, ou 0,14 \$ par action ordinaire, à celui de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable tiré des activités poursuivies décrites ci-dessus;
- 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 de l'acquisition des 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 comptabilisés à titre de contrats de location;
- 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 long terme;
- 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;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique et le bénéfice libellé en dollars US, ainsi que la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements 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 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 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

MESURES FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

Dépenses en immobilisations nettes

Les dépenses en immobilisations nettes représentent les coûts en capital engagés au titre des projets de croissance, des dépenses d'investissement de maintien, des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des projets en cours d'aménagement, ajustés pour tenir compte de la part attribuable aux participations sans contrôle des entités dans lesquelles nous exerçons le contrôle. Les dépenses en immobilisations nettes reflètent les coûts en capital engagés au cours de la période, exclusion faite de l'incidence du moment où les paiements en trésorerie seront effectués. Nous avons recours aux dépenses en immobilisations nettes en tant que mesure clé pour évaluer notre rendement pour ce qui est de la gestion de nos dépenses investissement eu égard à notre plan d'investissement.

Les dépenses en immobilisations nettes ne comprennent pas un ajustement lié à la participation minoritaire de la CFE dans les dépenses en immobilisations de TGNH jusqu'après la mise en service des projets compris dans l'alliance stratégique conclue en 2022 entre TGNH et la CFE, y compris Villa de Reyes, Southeast Gateway et Tula. L'apport de la CFE au deuxième trimestre de 2024 en vue d'obtenir une participation de 13,01 % dans TGNH tenait compte de sa quote-part des apports en capital requis pour les projets approuvés. Les dépenses en immobilisations nettes seront dorénavant ajustées pour tenir compte de tout nouveau projet d'investissement approuvé par TGNH.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable - activités poursuivies

Nous nous attendons à ce que le BAIIA comparable de 2025 soit supérieur à celui de 2024, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2025, y compris le gazoduc Southeast Gateway, et l'incidence sur un exercice complet des projets mis en service en 2024;
- l'augmentation des apports du réseau de NGTL découlant du règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans;
- le repli de la production de Bruce Power en raison du début de l'arrêt d'exploitation nécessaire au remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 4.

Nous nous attendons à ce que le résultat comparable par action ordinaire pour 2025 soit inférieur à celui de 2024, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du BAIIA comparable décrite plus haut;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison de la mise en service prévue du gazoduc Southeast Gateway le 1^{er} mai 2025;
- la baisse des intérêts créditeurs par suite de la diminution des soldes de trésorerie et du repli des taux d'intérêt;
- l'augmentation des taux d'amortissement s'appliquant au réseau de NGTL découlant du règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans;
- le repli des intérêts capitalisés en raison de la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink;
- la hausse des taux d'intérêt effectifs.

Dépenses en immobilisations consolidées

En 2024, nous avons engagé des dépenses en immobilisations brutes d'environ 8,2 milliards de dollars à l'égard de notre programme de projets d'investissement garantis et de nos projets en cours d'aménagement, ainsi que des intérêts capitalisés et des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction, selon le cas. Les dépenses en immobilisations nettes, ajustées pour rendre compte des dépenses en immobilisations attribuables aux participations sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle, se sont établies à 7,4 milliards de dollars.

La majeure partie de notre programme d'investissement de 2025 concerne l'avancement de projets garantis comme les projets de gazoducs aux États-Unis, l'expansion du réseau de NGTL, le gazoduc Southeast Gateway, les programmes de RCP de Bruce Power et les dépenses d'investissement de maintien engagées dans le cours normal des activités. Nous devrions engager des dépenses en immobilisations brutes se situant entre 6,1 et 6,6 milliards de dollars en 2025, avant les ajustements au titre des participations sans contrôle. Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations nettes se chiffreront entre 5,5 et 6,0 milliards de dollars en 2025.

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 2025.

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 du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 25 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.

En 2024, nous avons mis en service des projets totalisant environ 6,8 milliards de dollars, ce qui comprenait des projets visant la capacité des pipelines dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord, notre quote-part des apports de capitaux propres relativement au gazoduc Coastal GasLink, ainsi que les progrès réalisés dans le cadre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. Par ailleurs, des dépenses d'investissement de maintien d'environ 2,3 milliards de dollars ont été engagées et des dépenses d'investissement de modernisation d'environ 0,3 milliard de dollars ont été mises en service.

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 pas compte des intérêts capitalisés et des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction, selon le cas.

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.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 31 décembre 2024
Gazoducs – Canada¹			
Réseau de NGTL	2026	0,7 ²	0,2
	2027+	0,2 ²	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,5	—
Gazoducs – États-Unis			
Projet VR	2025	0,5 US	0,3 US
Projet WR	2025	0,7 US	0,3 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	0,1 US
Projets Pulaski et Maysville	2029	0,7 US	—
Prolongement de Gillis Access	2026-2027	0,4 US	0,1 US
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie	2030	0,3 US	—
Autres investissements	2025-2028	1,5 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,3 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ³	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	3,9 US	3,7 US
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – RCP du réacteur 3	2026	1,1	0,9
Bruce Power – RCP du réacteur 4	2028	0,9	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2025-2031	1,8	0,6
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2025-2027	0,4	—
		19,6	7,4
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		5,3	2,4
Total des projets garantis (en dollars CA)		24,9	9,8

- 1 Notre quote-part des capitaux propres engagés pour financer le coût estimé du projet Coastal GasLink - Cedar Link se chiffre à 37 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour un complément d'information.
- 2 Comprennent les montants liés aux projets prévus dans le plan de croissance pluriannuel pour lesquels une décision d'investissement finale a été obtenue.
- 3 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions en suspens relatives aux parties prenantes. 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 nos actifs des secteurs Énergie et solutions énergétiques et Siège social.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,44 au 31 décembre 2024.

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. De nouvelles occasions de croissance seront envisagées par l'entremise de notre cadre rigoureux de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces nouvelles possibilités progresseront et atteindront les jalons requis, elles seront présentées 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 approuvée dans les corridors déjà exploités, la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, le raccordement des sources d'approvisionnement en gaz en pleine croissance du BSOC vers marchés intérieurs et d'exportation et autres occasions, y compris la progression de notre plan de croissance pluriannuel. Le plan de croissance pluriannuel se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation.

Gazoducs – États-Unis

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets devant viser le remplacement, la mise à niveau, l'expansion et l'élargissement de l'empreinte de notre secteur Gazoducs – États-Unis. Les installations améliorées associées à ces projets devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux, réduire l'intensité des émissions de GES et nous permettre d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme. Nous sommes également témoins d'une demande croissante dans de multiples secteurs, ce qui favorise les projets d'expansion potentiels visant à soutenir la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel, la conversion du charbon au gaz naturel, la croissance des sociétés de distribution locales et les centres de données. Notre empreinte est bien positionnée pour assurer le raccordement en gaz naturel par des entreprises de services publics clientes ou encore au moyen d'un raccordement direct. Parmi d'autres occasions, citons le GNR par le biais de raccordements directs, la poursuite de l'aménagement d'installations de GNL à proximité de notre empreinte ainsi que la croissance du nombre de jours de pointe des sociétés de distribution locales.

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 l'achèvement du programme de RCP en 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5 a été soumise à la SIERE le 31 janvier 2025.

Solutions énergétiques

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 à Meaford, en Ontario. Le projet de 1 000 MW devrait fournir suffisamment d'électricité pour alimenter un million de foyers pendant près de 11 heures, tout en améliorant la fiabilité et l'efficacité du réseau d'électricité de l'Ontario.

Utilisant l'eau et la gravité, le projet s'apparente à une batterie naturelle qui stocke l'électricité excédentaire lorsque la demande est faible et la redéploie ultérieurement pendant les périodes de forte demande. Le projet soutiendra le développement prévu du parc nucléaire de l'Ontario et pourra fournir de l'énergie nucléaire propre sur demande.

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. Nous continuons de progresser dans les discussions avec les clients au sujet d'une entente commerciale qui cadre avec nos préférences en matière de risque.

Autres projets de solutions énergétiques

Dans le domaine des solutions énergétiques, nous mettons l'accent sur la mise à l'essai de nouvelles technologies telles que l'hydrogène et le captage du carbone dans le cadre de notre entreprise de gaz naturel, sur la poursuite de partenariats et d'investissements dans des technologies émergentes et sur le développement sélectif de solutions de décarbonation pour les clients, ce qui nous permet de rester à l'avant-garde des tendances en matière d'adoption des technologies. Si les résultats sont concluants, ces technologies devraient nous permettre de développer des capacités qui favoriseront la réduction de l'intensité des émissions de nos actifs existants, ce qui contribuera à améliorer et à préserver la valeur de nos réseaux de gazoducs tout en tirant parti des occasions d'investissement à plus faibles émissions de carbone qui sont soutenues par des modèles commerciaux qui correspondent à nos préférences en matière de risque.

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 30 % de la demande du continent nord-américain par l’intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 63 322 km (39 345 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 30 365 km (18 868 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 maximiser 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 réduction de nos émissions de GES et de méthane grâce à notre excellence opérationnelle.

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 contribuent à résoudre le trilemme de l’énergie, soit la sécurité, l’abordabilité et la durabilité. Nous estimons que le gaz naturel constitue une source d’énergie fiable et hautement efficace qui permet de soutenir le remplacement de l’électricité alimentée au charbon et de compenser le caractère intermittent des sources d’énergie renouvelables de l’Amérique du Nord. Nous continuons d’accroître les efficacités opérationnelles et d’intégrer les considérations liées aux enjeux ESG 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, les titulaires de droits et les 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 visant la capacité d'environ 0,6 milliard de dollars en 2024 se rapportant au réseau de NGTL;
- déclaration de la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024;
- approbation par Coastal GasLink LP du projet Cedar Link au deuxième trimestre de 2024;
- début des travaux de construction du projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») au quatrième trimestre de 2024;
- obtention de l'approbation du conseil d'administration pour l'affectation de capitaux d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars aux fins du plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation;
- débits records sur le réseau NGTL;
- débits élevés soutenus et poursuite de l'établissement de contrats sur le réseau principal au Canada;
- approbation par la REC d'un règlement négocié pour cinq ans pour le réseau de NGTL (le « règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL »).

Gazoducs – États-Unis

- mise en service de projets d'investissement d'environ 1,9 milliard de dollars US en 2024, dont le projet Gillis Access, les projets d'électrification en Virginie et GTN XPress ainsi que l'achèvement du programme de modernisation III de Columbia Gas et d'investissement de maintien;
- approbation de projets d'investissement de 1,5 milliard de dollars US, dont les projets Maysville et Pulaski visant Columbia Gulf, le projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie visant Columbia Gas et le prolongement du projet Gillis Access;
- dépôt d'un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC par Columbia Gas en septembre 2024 pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport qui entreront en vigueur le 1^{er} avril 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Le dossier tarifaire progresse comme prévu et nous continuons de travailler en collaboration par l'entremise de négociations en vue d'un règlement;
- finalisation de la vente de notre participation de 61,7 % dans PNGTS le 15 août 2024;
- débits records sur un certain nombre de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- progression du projet de gazoduc Southeast Gateway selon l'échéancier et efforts concertés avec la CFE pour finaliser les dernières étapes de construction liées au projet, avec une date de mise en service prévue le 1^{er} mai 2025;
- détention d'une participation de 13,01 % dans TGNH par la CFE depuis le deuxième trimestre de 2024;
- 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 44 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 production d’électricité, 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 raccordements 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 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 raccordements.

Coastal GasLink : Le gazoduc Coastal GasLink transporte du gaz naturel depuis le BSOC grâce à des raccordements au réseau de NGTL et à d’autres gazoducs jusqu’à l’usine de LNG Canada sur la côte de la Colombie-Britannique. Il alimentera également le projet Cedar LNG, qui sera construit dans le courant de la décennie. Nous détenons une participation de 35 % dans ce gazoduc et nous en sommes l’exploitant.

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 raccordements 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 neuf 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 2024 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 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 Campeche, du Yucatán, 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. Le réseau TGNH fait partie d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, qui détient une participation de 13,01 % dans le réseau. Nous détenons une participation de 86,99 % dans ces gazoducs, dont nous sommes également l'exploitant.

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 et de la FERC aux États-Unis. Au Mexique, la réglementation de nos gazoducs passe des mains de la CRE à celles d'un nouvel organisme de réglementation faisant partie du Secretaría de Energía (« SENER »). Ces organismes réglementent la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des infrastructures pipelinaires.

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 150 Gpi³/j d'ici 2028, ce qui représente une augmentation d'environ 28 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2023.

À mesure que le monde s'oriente vers une économie à plus faibles émissions de carbone, 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 notre 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, y compris pour les centres de données émergents;
- 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 naturel 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 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

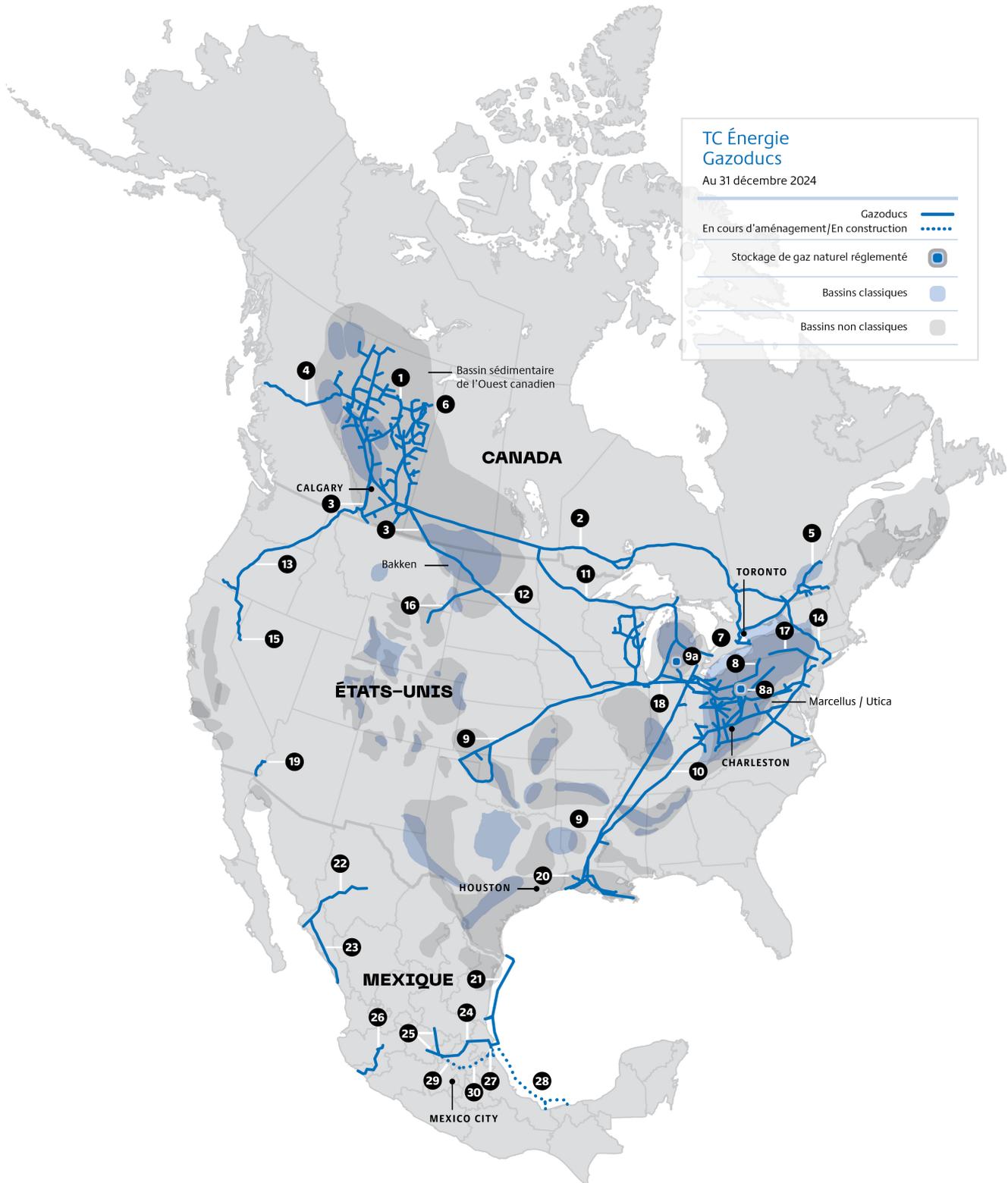
Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin des Appalaches, 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.

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. En 2025, nous continuerons de mettre l'accent sur la réalisation de notre programme d'investissement, qui comprend l'achèvement de la construction de notre gazoduc Southeast Gateway au Mexique, la progression du projet Cedar Link, qui est une expansion du gazoduc Coastal GasLink, des investissements dans le réseau de NGTL, ainsi que la mise en route et l'achèvement de nouveaux projets de gazoducs aux États-Unis. Nous continuons de l'accent sur la gestion des capitaux et nous continuerons d'évaluer les prochaines possibilités de croissance qui se présenteront.

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 24 233 km (15 058 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, à Coastal GasLink, à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada 14 087 km (8 753 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 1 289 km (801 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	Coastal GasLink 671 km (417 milles)	Gazoduc qui transporte du gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	35 %
5	Trans Québec & Maritimes (« TQM ») 648 km (403 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 à un gazoduc appartenant à un tiers à la frontière des États-Unis.	50 %
6	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 %
7	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			
8	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 %
8a	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
9	ANR ¹ 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 %
9a	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).	
10	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 %
11	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 %
12	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 %
13	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 %
14	Iroquois 669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
15	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 %

	Longueur	Description	Participation	
16	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 %
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 ¹	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 %
20	Gillis Access	68 km (42 milles)	Réseau de gazoducs qui raccorde le bassin Haynesville, à Gillis, en Louisiane, avec les marchés ailleurs en Louisiane.	100 %
Gazoducs au Mexique				
21	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 %
22	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 %
23	Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, qui se raccorde avec des gazoducs d'autres entreprises et qui est raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
24	Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, et de Higueros (réseau Sur de Texas-Tuxpan) jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	86,99 %
25	Villa de Reyes - tronçon nord et tronçon latéral	316 km (196 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.	86,99 %
26	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 %
27	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.	86,99 %
En construction				
Gazoducs au Canada				
	Installations du réseau de NGTL en 2025 et par la suite ^{2,3}	50 km (31 milles)	Projet VNBR et autres installations devant être mis en service en 2026.	100 %
	Projet Coastal GasLink – Cedar Link ^{2,3}	s.o.	Projet d'expansion du gazoduc Coastal GasLink qui devrait permettre d'acheminer jusqu'à 0,4 Gpi ³ /j de gaz naturel jusqu'à l'installation de Cedar LNG; comprend l'ajout d'un nouveau poste de compression, d'un pipeline d'embranchement et d'un poste de comptage se raccordant aux infrastructures pipelinières actuelles de Coastal GasLink. La mise en service est prévue pour 2028.	35 %
Gazoducs aux États-Unis				
	East Lateral XPress ^{1,2}	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 VR ^{1,2}	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 %

	Longueur	Description	Participation
Projet WR ^{1,2}	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 ^{1,2}	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 %
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. La mise en service est prévue pour le 1 ^{er} mai 2025.	86,99 %
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.	86,99 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
Gazoducs au Canada			
Plan de croissance pluriannuel du réseau de NGTL ^{2,3,4}	s.o.	Plan composé de plusieurs projets distincts visant l'expansion du réseau de NGTL dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
Projet Bison XPress ^{1,2}	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 Heartland ^{1,2}	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 prévue pour 2027.	100 %
Prolongement de Gillis Access ^{2,3}	63 km (39 milles)	Prolongement de Gillis Access pour permettre d'acheminer plus de gaz en provenance du bassin Haynesville, à Gillis; mise en service prévue vers la fin de 2026.	100 %
Projet Pulaski ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc de Columbia Gulf destiné à desservir les centrales existantes, dont la mise en service est prévue pour 2029.	60 %
Projet Maysville ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc de Columbia Gulf destiné à desservir les centrales existantes, dont la mise en service est prévue pour 2029.	60 %
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie ²	1,1 Gpi ³	Installation de stockage de GNL située sur le réseau de Columbia Gas dans le sud-est de la Virginie destinée à desservir le marché en expansion des sociétés de distribution locales, dont la mise en service est prévue pour 2030.	60 %
Gazoducs au Mexique			
30 Tula ³	100 km (62 milles)	TC Énergie et la CFE évaluent les possibilités d'achever les tronçons restants du gazoduc, sous réserve d'une décision d'investissement finale.	86,99 %

1 Comprend des projets de modification, d'ajout ou d'expansion de postes de compression sans prolongement des canalisations.

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

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

4 Comprend les projets du plan de croissance pluriannuel qui ont obtenu une décision d'investissement finale.

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, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2024 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 était exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits de cinq ans précédent conclu pour la période de 2020-2024, lequel prévoyait 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. Depuis le 1^{er} janvier 2025, le réseau de NGTL est exploité aux termes d'un nouveau règlement sur les besoins en produits de cinq ans. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour un complément d'information. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui comprend des clauses d'encouragement incitant l'exploitant à réduire ses coûts et à augmenter ses produits.

FAITS MARQUANTS

Réseau de NGTL

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,6 milliard de dollars.

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. Tous les actifs ont été mis en service, pour un coût en capital du programme d'expansion de 0,5 milliard de dollars.

Règlement sur les besoins en produits et plan de croissance pluriannuel du réseau de NGTL

Le 26 septembre 2024, la REC a approuvé un règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans pour le réseau de NGTL (le « règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL »), qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2025.

Le règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par notre conseil d'administration de l'affectation de capitaux d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel devrait accroître le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi³/j.

Ce règlement maintient un RCA de 10,1 % sur une participation en actions ordinaires présumée de 40 % tout en augmentant les taux d'amortissement du réseau de NGTL. À cela s'ajoute un incitatif permettant au réseau de NGTL de saisir l'occasion d'augmenter davantage les taux d'amortissement si les tarifs sont inférieurs aux seuils précisés ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi un nouveau mécanisme incitatif visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, qui s'appuie sur le mécanisme incitatif relatif à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec nos clients. Le règlement prévoit une disposition de révision si les tarifs sont supérieurs à un seuil prédéterminé ou si la société n'obtient pas les approbations nécessaires visant le plan de croissance pluriannuel.

Vente d'une participation dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills

La convention annoncée précédemment visant la vente par TC Énergie d'une participation de 5,34 % dans le réseau de NGTL et dans les actifs du réseau de gazoducs Foothills à une société d'investissement détenue par des intérêts autochtones a été résiliée par TC Énergie le 6 février 2025.

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, il est conçu de manière à ajouter au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 428 TJ/j (400 Mpi³/j). Le projet, dont le coût en capital est estimé à 0,5 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. Les travaux de construction ont débuté à la fin de 2024 et la mise en service est attendue au deuxième trimestre de 2026.

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

Coastal GasLink est un gazoduc d'une longueur de 671 km (417 milles) qui achemine du 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 (« LNGC ») 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 LNGC (les « participants de LNGC »). Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP ainsi que dans l'entité propriétaire du gazoduc Coastal GasLink. Par ailleurs, nous détenons une participation de 100 % dans le commandité de Coastal GasLink LP, l'entité dont les services ont été retenus pour concevoir, construire et exploiter le gazoduc.

Les travaux mécaniques visant le gazoduc Coastal GasLink ont été achevés en 2023, et le gazoduc a commencé à livrer du gaz naturel à l'usine de LNGC à la fin du troisième trimestre de 2024. Les travaux de remise en état postérieurs à la construction devraient être achevés en 2025 et le projet progresse selon le coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars.

Coastal GasLink LP cherche 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. À l'exception des règlements conclus relativement à des litiges avec certains entrepreneurs, 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 nets. Il y a lieu de se reporter la note 31, « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

En juin 2024, Coastal GasLink LP a procédé avec succès à un refinancement de 7,15 milliards de dollars de sa facilité de crédit à la construction existante au moyen d'un placement privé de billets de premier rang garantis en faveur d'investisseurs canadiens et américains. Le produit du placement a été affecté au remboursement d'une grande partie de l'encours de 8,0 milliards de dollars sur la facilité de crédit à la construction de Coastal GasLink LP. Le solde de l'encours de la facilité de crédit a été réglé au moyen du produit tiré du dénouement de certaines ententes de couverture associées à la facilité à la construction.

En novembre 2024, Coastal GasLink LP a signé une entente commerciale avec LNGC et les participants de LNGC, qui déclarait le gazoduc comme étant prêt à l'exploitation commerciale et permettait le recouvrement des droits auprès des clients, avec effet rétroactif au 1^{er} octobre 2024. L'entente comprend également un paiement non récurrent de 199 millions de dollars des participants de LNGC à TC Énergie en contrepartie de l'achèvement de certains travaux et du règlement final des coûts. Ce paiement doit être effectué par les participants de LNGC à la première des éventualités suivantes, soit trois mois après la déclaration de la mise en service de l'usine de LNGC, soit le 15 décembre 2025. Conformément aux modalités contractuelles convenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP, TC Énergie comptabilise en totalité ce paiement, qui a été comptabilisé en tant que distribution en substance de Coastal GasLink LP.

En décembre 2024, après la mise en service commerciale du gazoduc, Coastal GasLink LP a remboursé le solde de 3 147 millions de dollars dû à TC Énergie aux termes de la convention de prêt subordonné. Notre quote-part des apports de capitaux propres requis par Coastal GasLink LP pour financer le remboursement du prêt s'élevait à 3 137 millions de dollars. Au 31 décembre 2024, notre quote-part totale des apports de capitaux propres à titre de coentrepreneur pour financer le coût en capital du projet s'établissait à 5,3 milliards de dollars. Bien qu'une capacité d'emprunt inutilisée de 228 millions de dollars reste disponible aux termes de la convention de prêt subordonné, nous ne prévoyons pas que Coastal GasLink LP prélèvera un montant important sur la disponibilité restante.

Projet d'expansion Cedar Link

En juin 2024, Coastal GasLink LP a approuvé le projet Cedar Link suivant l'obtention d'une décision d'investissement finale favorable afférente à la construction de l'installation de Cedar LNG par les coentrepreneurs dans Cedar LNG, soit la nation Haisla et Pembina Pipeline Corporation. Cedar LNG est une installation flottante proposée de gaz naturel liquéfié devant être construite à Kitimat, en Colombie-Britannique. Le projet Cedar Link est une expansion du gazoduc Coastal GasLink qui devrait permettre d'acheminer jusqu'à 0,4 Gpi³/j de gaz naturel jusqu'à l'installation de Cedar LNG. Le projet d'expansion, estimé à 1,2 milliard de dollars, comprend l'ajout d'un nouveau poste de compression, d'un pipeline d'embranchement et d'un poste de comptage se raccordant aux infrastructures pipelinières actuelles de Coastal GasLink.

Le financement de l'expansion proviendra de facilités de crédit liées au projet d'au plus 1,4 milliard de dollars garanties par Coastal GasLink LP en juin 2024, du financement par capitaux propres qui sera fourni par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, et du recouvrement des coûts engagés pour la construction auprès des participants de LNGC qui ont choisi de verser des paiements trimestriels tout au long des travaux de construction. Les fonds supplémentaires disponibles au moyen des facilités de crédit liées au projet et le recouvrement des coûts engagés offrent des moyens d'atténuer les exigences de financement futures pour Coastal GasLink LP si les coûts en venaient à dépasser l'estimation initiale de 1,2 milliard de dollars. TC Énergie a conclu une convention d'apport de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 37 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres liés au projet Cedar Link.

Tous les principaux permis ont été obtenus et la construction s'est amorcée en juillet 2024. La date de mise en service du projet Cedar Link est prévue pour 2028, sous réserve de l'achèvement des travaux de mise en service à l'installation de Cedar LNG.

Option des communautés autochtones

En mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation pouvant atteindre 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet, à même notre participation actuelle de 35 %. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNGC. En raison de l'entente commerciale conclue avec LNGC et les participants de LNGC, qui a permis une mise en service commerciale plus rapide que celle de l'usine de LNGC, nous collaborons activement avec les communautés autochtones pour convenir du délai dans lequel l'option pourra être exercée.

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). Se reporter à la page 25 pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Réseau de NGTL	2 393	2 201	1 853
Réseau principal au Canada	787	789	770
Autres gazoducs au Canada ¹	208	345	183
BAIIA comparable	3 388	3 335	2 806
Amortissement	(1 382)	(1 325)	(1 198)
BAII comparable	2 006	2 010	1 608
Postes particuliers :			
Gain sur la vente d'actifs secondaires	10	—	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	(2 100)	(3 048)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 016	(90)	(1 440)

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.

En 2024, le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada s'est chiffré à 2,0 milliards de dollars, comparativement à des pertes sectorielles de 0,1 milliard de dollars et de 1,4 milliard de dollars, respectivement, en 2023 et 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un gain de 10 millions de dollars avant impôts sur la vente d'actifs secondaires au deuxième trimestre de 2024;
- une charge de dépréciation de 2,1 milliards de dollars avant impôts (3,0 milliards de dollars en 2022) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP en 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2024 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)	2024	2023	2022
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	775	770	708
Réseau principal au Canada	244	230	223
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	19 334	19 008	17 493
Réseau principal au Canada	3 697	3 709	3 735

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 5 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et de 62 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux, contrebalancée en partie par une perte au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL était exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoyait un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procurait 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. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour un complément d'information sur le règlement 2025-2029 visant NGTL.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 14 millions de dollars en 2024 comparativement à 2023 et de 7 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, 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 visant le réseau principal, 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 en 2024 a été supérieur de 53 millions de dollars à celui de 2023, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement et des charges financières transférables ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL découlant de l'expansion constante du réseau;
- la hausse des impôts sur le bénéfice, des charges financières et de l'amortissement transférables ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatifs à Foothills, principalement par suite de l'achèvement du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills en 2023;
- le résultat généré par Coastal GasLink en 2023 en lien avec la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada en 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 l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement 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;
- la hausse de l'amortissement et des charges financières transférables et l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, facteurs en partie compensés par la diminution des impôts sur le bénéfice transférables relativement au réseau principal au Canada.

Amortissement

En 2024, l'amortissement a été supérieur de 57 millions de dollars à celui de 2023 du fait surtout 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. 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 visant le réseau principal.

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 2025, le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada devrait être supérieur à celui de 2024, en raison principalement des apports plus importants du réseau de NGTL découlant du règlement 2025-2029 visant NGTL. 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 2025 sera semblable à celui de 2024.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 1,3 milliard de dollars en 2024 à l'égard de nos projets de croissance et des investissements de maintien dans notre secteur Gazoducs - Canada. Nous prévoyons engager des dépenses d'environ 1,3 milliard de dollars en 2025, 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 versé des apports nets de 0,6 milliard de dollars à notre participation dans Coastal GasLink LP en 2024, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2024. Aucun apport important de capitaux propres n'est prévu en 2025.

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 sécurité des pipelines 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

Portland Natural Gas Transmission System

Le 4 mars 2024, nous avons annoncé que TC Énergie et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir, avaient conclu une convention d'achat et de vente visant la vente de PNGTS à BlackRock, par l'intermédiaire d'un fonds géré par son secteur Infrastructures diversifiées et de fonds d'investissement gérés par Morgan Stanley Infrastructure Partners (l'« acquéreur »). Le 15 août 2024, nous avons finalisé la vente de PNGTS pour un prix d'achat brut d'environ 1,6 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours détenus par PNGTS et pris en charge par l'acquéreur. Un gain avant impôts de 572 millions de dollars (408 millions de dollars US) et un gain après impôts de 456 millions de dollars (323 millions de dollars US) ont été comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Nous fournissons des services de transition normaux et nous continuerons de collaborer avec l'acheteur afin de contribuer à une transition sécuritaire et ordonnée de ce réseau de gaz naturel. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

Projet Gillis Access

En mars 2024, le projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 68 km (42 milles) qui raccorde la production de gaz en provenance du carrefour Gillis vers les marchés en aval du sud-est de la Louisiane, a été mis en service. Le coût en capital de ce projet s'est chiffré à environ 0,3 milliard de dollars US.

En février 2023, nous avons approuvé le prolongement du projet Gillis Access, sur 63 km (39 milles) et pour une capacité de 1,4 Gpi³/j, ce qui permettra d'acheminer plus de gaz en provenance du bassin Haynesville, à Gillis. Le 1^{er} septembre 2024, toutes les conditions restantes imposées aux expéditeurs avaient expiré, et la capacité du projet a été portée à 1,9 Gpi³/j. La mise en service du projet est prévue vers la fin de 2026 et son coût total est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de Columbia Gas

En septembre 2024, Columbia Gas a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} avril 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Nous continuerons de travailler en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise d'un règlement.

Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie

En novembre 2024, nous avons approuvé le projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie, d'une valeur de 0,3 milliard de dollars US. Il s'agit d'une installation de GNL visant la demande de pointe dans le sud-est de la Virginie qui répondra à la croissance de la demande de pointe quotidienne hivernale d'une société de distribution locale et atténuera son exposition aux tarifs de pointe, tout en maximisant la souplesse d'exploitation sur le réseau de Columbia Gas. La mise en service du projet devrait avoir lieu en 2030.

Projets Pulaski et Maysville

En novembre 2024, nous avons approuvé les projets Pulaski et Maysville du réseau de Columbia Gulf. Ces projets de prolongement du réseau principal de Columbia Gulf faciliteront la conversion intégrale au gaz de deux centrales électriques alimentées au charbon existantes et devraient chacun permettre d'ajouter une capacité de 0,2 Gpi³/j à la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel. La mise en service des projets est prévue pour 2029 et leur coût total est estimé à 0,7 milliard de dollars US.

Projet GTN XPress

Le projet GTN XPress, 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 parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills, a été mis en service en décembre 2024. Le coût en capital de ce projet s'est chiffré à environ 0,1 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 25 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)	2024	2023	2022
Columbia Gas ¹	1 600	1 530	1 511
ANR	642	650	582
Columbia Gulf ¹	235	208	207
Great Lakes	204	183	178
GTN	188	202	184
PNGTS ^{1,2}	66	104	101
Autres gazoducs aux États-Unis ³	359	371	379
BAIIA comparable	3 294	3 248	3 142
Amortissement	(697)	(692)	(681)
BAII comparable	2 597	2 556	2 461
Incidence du change	959	895	742
BAII comparable (en dollars CA)	3 556	3 451	3 203
Postes particuliers :			
Gain sur la vente de PNGTS	572	—	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	38	—	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	(571)
Activités de gestion des risques	(113)	80	(15)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	4 053	3 531	2 617

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 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - États-Unis » pour un complément d'information.

3 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), dans North Baja, dans Gillis Access, dans Tuscarora, dans Bison et dans Crossroads, ainsi que notre quote-part du bénéfice provenant 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 en 2024 a été supérieur de 522 millions de dollars à celui de 2023, et celui de 2023 a été supérieur de 914 millions de dollars à celui de 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un gain de 572 millions de dollars avant impôts sur la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- un gain de 38 millions de dollars avant impôts sur la vente d'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- 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 2024 et en 2023 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US. 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 en 2024 a été supérieur de 46 millions de dollars US à celui de 2023, principalement en raison de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire tiré des projets de croissance et de modernisation mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à ANR et à Great Lakes;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant de Northern Border;
- la diminution du bénéfice attribuable aux charges d'exploitation plus élevées, qui reflètent l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte;
- la diminution du résultat par suite de la vente de notre participation de 61,7 % dans PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- la diminution du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges moins élevées;
- le résultat inférieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux attribuable aux prix moins élevés des produits de base.

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.

Amortissement

L'amortissement en 2024 a augmenté de 5 millions de dollars US par rapport à celui de 2023, et celui de 2023 a été supérieur de 11 millions de dollars US à celui de 2022. La hausse de l'amortissement est attribuable surtout aux nouveaux projets mis en service, contrebalancés en partie par l'incidence de la vente de PNGTS en 2024.

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 réglementaires, de même que par le risque de crédit lié aux contreparties.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis en 2025 devrait être légèrement supérieur à celui de 2024, en raison d'une augmentation prévue des tarifs de transport de Columbia Gas, qui dépend de l'issue du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 déposé auprès de la FERC. En outre, les produits devraient augmenter après l'achèvement en 2025 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas, de Colombia Gulf et d'ANR ainsi qu'en raison de la mise en service pour un exercice complet du projet Gillis Access. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons qu'en 2025, nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2024. 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, par l'incidence de la vente de de notre participation de 61,7 % dans PNGTS en 2024 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 en immobilisations totalisant 2,2 milliards de dollars US en 2024 à l'égard de nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer une somme d'environ 2,5 milliards de dollars US en 2025, essentiellement à l'égard des projets d'expansion de Columbia Gas, d'ANR et de Columbia Gulf, sous forme d'apports de capitaux propres visant le projet Bison XPress, ainsi qu'en dépenses d'investissement de maintien visant Columbia Gas et 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 2,0 milliards de dollars US en 2025, 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 principalement 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. Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés par les organismes de réglementation compétents à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc.

FAITS MARQUANTS

TGNH

Alliance stratégique 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. De concert avec la CFE, nous prévoyons toujours mener à terme les activités restantes nécessaires à l'achèvement du projet afin de procéder à sa mise en service le 1^{er} mai 2025. Le coût estimatif du projet de gazoduc Southeast Gateway est d'environ 3,9 milliards de dollars US, ce qui est inférieur à l'estimation initiale de 4,5 milliards de dollars US.

La CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % au cours du deuxième trimestre de 2024, au moment où la CFE a injecté un montant de 340 millions de dollars US ainsi qu'une contrepartie hors trésorerie à la suite de la concrétisation de certaines obligations contractuelles, dont l'acquisition de terrains et l'obtention de permis. La participation de la CFE dans TGNH pourrait passer à un maximum de 15 % avec la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, pourvu que les engagements contractuels de la CFE aient été satisfaits en ce qui a trait à l'acquisition de terrains, aux relations avec les collectivités et l'obtention de permis, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » de nos états financiers consolidés pour un complément d'information.

Tula

Au troisième trimestre de 2022, nous avons mis en service commercial le tronçon est du gazoduc Tula et nous avons conclu une entente avec la CFE visant à aménager et à terminer conjointement la construction des tronçons restants du gazoduc Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale pour le tronçon central. En raison du délai dans l'obtention de cette décision, la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction a été suspendue à la fin de 2023.

Villa de Reyes

Au cours du troisième trimestre de 2022 et du troisième trimestre de 2023, respectivement, nous avons mis en service commercial les tronçons nord et latéral du gazoduc Villa de Reyes. Nous continuons de travailler de concert avec notre partenaire, la CFE, à achever le tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions en suspens relatives aux parties prenantes.

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 25 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)	2024	2023	2022
TGNH ^{1,2}	231	232	164
Sur de Texas ³	220	75	112
Topolobampo	156	157	161
Guadalajara	56	61	73
Mazatlán	67	71	67
BAIIA comparable	730	596	577
Amortissement	(67)	(66)	(76)
BAII comparable	663	530	501
Incidence du change	244	186	153
BAII comparable (en dollars CA)	907	716	654
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 ²	22	80	(163)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	929	796	491

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

2 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.

3 Représente 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 2024 a été supérieur de 133 millions de dollars à celui de 2023, et celui de 2023 a été supérieur de 305 millions de dollars à celui de 2022. Il comprend un recouvrement latent de 22 millions de dollars en 2024 (recouvrement latent de 80 millions de dollars en 2023; perte latente 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 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2024 pour obtenir des précisions.

Le raffermissement du dollar américain en 2024 et 2023 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique en 2024 a été supérieur de 134 millions de dollars US à celui de 2023 par suite principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation 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 fléchissement du peso mexicain et à la charge d'impôts moins élevée en raison surtout de l'effet du change. 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;
- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes conformément au contrat de transport en vigueur et des coûts d'exploitation plus élevés.

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.

Amortissement

L'amortissement en 2024 est demeuré généralement stable par rapport à celui de 2023. L'amortissement a diminué de 10 millions de dollars US en 2023 par rapport à celui de 2022, 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 2025 devrait être supérieur à celui de 2024 grâce au projet Southeast Gateway, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu le 1^{er} mai 2025.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 1,5 milliard de dollars US en 2024, somme qui a été consacrée principalement à la construction des gazoducs Southeast Gateway et Villa de Reyes. Nous prévoyons consacrer environ 0,4 milliard de dollars US à l'achèvement des travaux de construction des gazoducs Southeast Gateway et Villa de Reyes en 2025.

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 globale de gaz naturel augmentera dans l'ensemble des secteurs, y compris les exportations de GNL. 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.

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 de tarification du carbone 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.

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 plus 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 4 650 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 au Canada et visant environ 350 MW aux États-Unis auprès de centrales éoliennes et solaires.

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 ainsi qu'en accroissant les marges bénéficiaires grâce aux efficacités de coûts et à l'augmentation des produits. 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 qu'évolueront les sources d'énergie, le besoin d'un approvisionnement fiable se fera grandissant. Nous visons à jouer un rôle vital dans la décarbonation des sources énergétiques 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

- Bruce Power a effectué les arrêts prévus des réacteurs 1 et 7 et réalisé l'inspection du bâtiment sous vide où les réacteurs 5, 6 et 8 ont également été mis à l'arrêt en 2024. Le 31 janvier 2025, le réacteur 4 a été mis hors service et son programme de RCP a débuté.
- L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5 a été soumise à la SIERE le 31 janvier 2025.
- Des prolongations de contrat de cinq ans à la centrale de cogénération de MacKay River et de dix ans à la centrale de cogénération de Grandview ont été signées.
- TC Énergie et ses partenaires potentiels, la Nation ojibway de Saugeen, procéderont à l'avancement des travaux préalables à l'aménagement du projet d'accumulation par pompage en Ontario par suite de l'annonce récente le 24 janvier 2025 d'un investissement pouvant aller jusqu'à 285 millions de dollars par le gouvernement de l'Ontario. Grâce à cet investissement, le projet peut maintenant progresser dans les travaux d'aménagement essentiels, notamment la réalisation d'une estimation détaillée des coûts, le début des évaluations environnementales fédérales et provinciales, les travaux techniques et de conception avancés et l'engagement continu envers les collectivités. Le conseil d'administration, la Nation ojibway de Saugeen et le gouvernement de l'Ontario prendront chacun une décision définitive à l'égard du projet une fois que celui-ci aura été mieux défini et qu'une estimation détaillée des coûts aura été réalisée.

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 6 580 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 pris fin au troisième trimestre de 2023. 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. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 4 a été approuvée par la SIERE le 8 février 2024. Le réacteur 4 a été mis hors service le 31 janvier 2025 et son programme de RCP a débuté, lequel devrait se terminer en 2028. Les investissements dans les programmes de RCP des trois autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5 a été soumise à la SIERE le 31 janvier 2025. 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 (capacité) 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 de la province d'Ontario. Le projet 2030 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la capacité du site; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Le projet 2030 est mis en œuvre en trois phases, les deux premières phases et la phase 3a étant déjà intégralement approuvées. Le programme, d'une capacité initiale de 6 430 MW, a commencé en 2019 et s'est achevé en 2024 avec environ 6 580 MW, soit un gain net d'environ 150 MW. Une fois les phases 1, 2 et 3a achevées, le site devrait atteindre 6 840 MW. Les trois phases sont mises en œuvre parallèlement au programme de RCP.

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 2024, 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 prévoit accroître la production d'isotopes de lutétium-177 utilisés 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. En outre, Bruce Power et ses partenaires dans la production d'isotopes médicaux se sont engagés à construire un ensemble de cellules chaudes dans le comté de Bruce pour accélérer leur capacité à traiter le lutétium-177 de courte durée et veiller à ce qu'il parvienne rapidement aux patients atteints de cancer dans le monde entier.

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 350 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

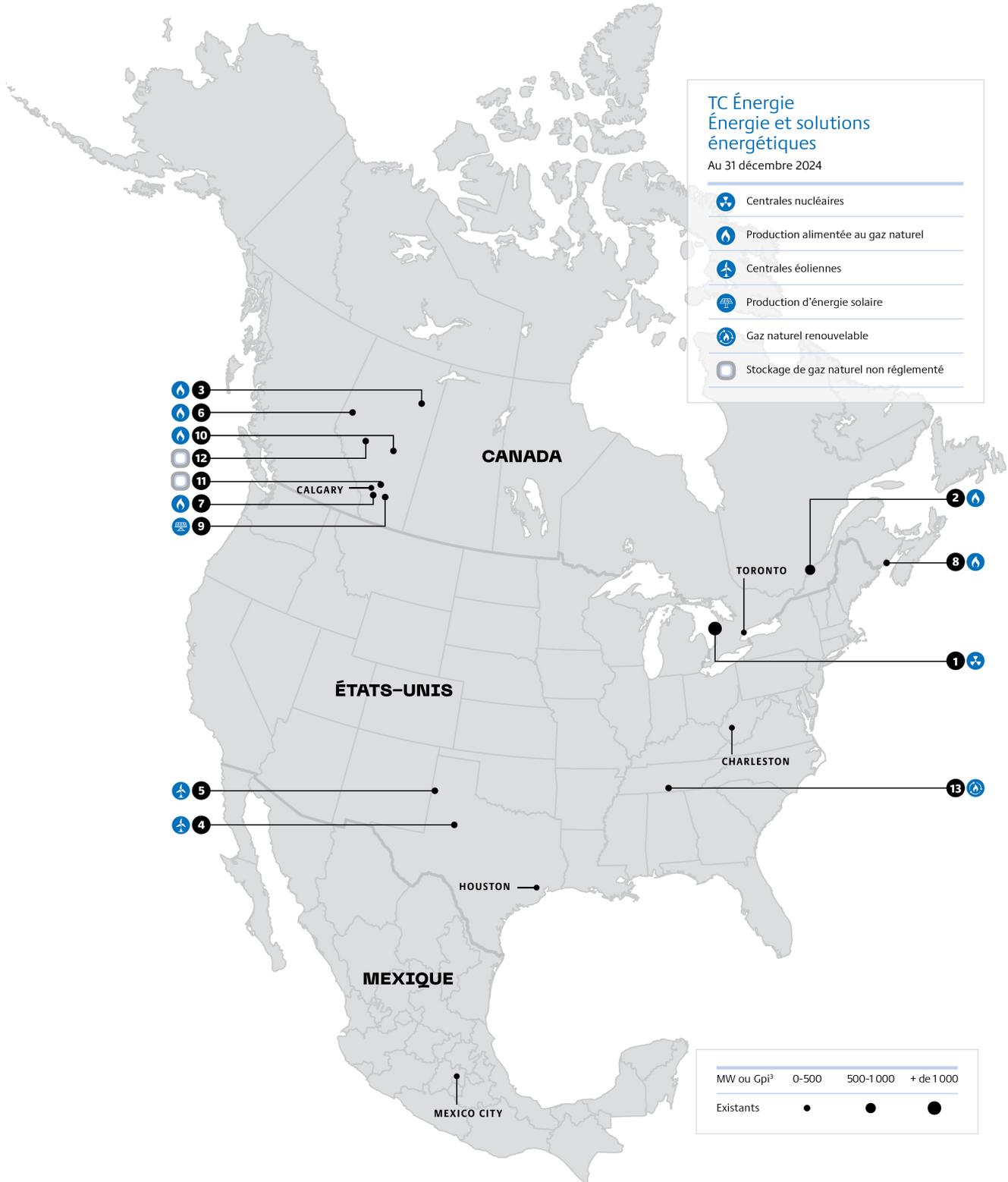
Stockage de gaz naturel au Canada

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.



La capacité de production des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques s'élève à 4 652 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	3 180	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.

FAITS MARQUANTS

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

Le 31 janvier 2025, le réacteur 4 a été mis hors service et son programme RCP a débuté. La remise en service est attendue pour 2028.

L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5 a été soumise à la SIERE le 31 janvier 2025.

Initiative d'accroissement de la production

Le 19 novembre 2024, nous avons annoncé que Bruce Power passait à la phase 3a du projet 2030, qui est destiné à fournir une capacité supplémentaire d'environ 90 MW. La quote-part de TC Énergie dans le capital requis se chiffre à environ 175 millions de dollars. Bruce Power ne procédera pas à un appel de fonds supplémentaire pour cette phase. En optimisant ses réacteurs existants dans le cadre de ce programme, le projet 2030 devrait, une fois terminé, porter à 7 000 MW la production de pointe de Bruce Power. Toute cette production sera vendue dans le cadre du contrat à long terme conclu entre Bruce Power et la SIERE.

Accumulation par pompage en Ontario

TC Énergie et ses partenaires potentiels, la Nation ojibway de Saugeen, procéderont à l'avancement des travaux préalables à l'aménagement du projet d'accumulation par pompage en Ontario par suite de l'annonce récente le 24 janvier 2025 d'un investissement pouvant aller jusqu'à 285 millions de dollars par le gouvernement de l'Ontario. Grâce à cet investissement, le projet peut maintenant progresser dans les travaux d'aménagement essentiels, notamment la réalisation d'une estimation détaillée des coûts, le début des évaluations environnementales fédérales et provinciales, les travaux techniques et de conception avancés et l'engagement continu envers les collectivités.

Le conseil d'administration de TC Énergie, la Nation ojibway de Saugeen et le gouvernement de l'Ontario prendront chacun une décision définitive à l'égard du projet une fois que celui-ci aura été mieux défini et qu'une estimation détaillée des coûts aura été réalisée.

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 25 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)	2024	2023	2022
Bruce Power ¹	890	680	552
Installations énergétiques au Canada	273	334	322
Stockage de gaz naturel et autres ²	51	6	33
BAIIA comparable	1 214	1 020	907
Amortissement	(101)	(92)	(72)
BAII comparable	1 113	928	835
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée au projet Tundra	(36)	—	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	8	7	(17)
Activités de gestion des risques	17	69	15
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 102	1 004	833

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 98 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et de 171 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de dépréciation de 36 millions de dollars, avant impôts, liée aux coûts d'aménagement engagés au titre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration au projet;
- 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 2024, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 194 millions de dollars à celui de 2023. Cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les apports à la hausse de Bruce Power en raison surtout de la production accrue découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation en 2024 ainsi que du prix contractuel plus élevé, en partie contrés par la hausse des charges d'exploitation et de la charge d'amortissement. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres, attribuable surtout à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et à l'apport plus important de nos activités de commercialisation aux États-Unis, contrebalancés en partie par l'augmentation des coûts liés aux activités d'expansion des affaires en 2024;
- les résultats financiers inférieurs des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des prix de l'électricité réalisés, compensée en partie par la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel.

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 nette 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;
- 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.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 9 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et 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.

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 25 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)	2024	2023	2022
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAII comparable :			
Produits ¹	2 242	1 941	1 848
Charges d'exploitation	(984)	(917)	(924)
Amortissement et autres	(368)	(344)	(372)
BAIIA comparable et BAII comparable²	890	680	552
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	92 %	92 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	160	106	302
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	32	62	34
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	22 209	20 447	20 610
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	100 \$	94 \$	89 \$

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.

Les travaux d'entretien prévus des réacteurs 5 à 8 à Bruce Power pour 2024, exclusion faite du programme de RCM, ont été réalisés au deuxième trimestre. 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. En 2022, des travaux d'entretien prévus de tous les réacteurs ont été réalisés.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques pour 2025 devrait être moins élevé que celui de 2024 du fait surtout de la quote-part moindre du bénéfice de Bruce Power en raison de la mise hors service du réacteur 4 le 31 janvier 2025 lors du début de l'arrêt d'exploitation nécessaire au programme de RCP, contrebalancée en partie par la hausse des prix contractuels et le moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus non liés au programme de RCP. La diminution des prix de l'électricité en Alberta et l'augmentation des prix du gaz naturel en 2025 devraient réduire l'apport des installations énergétiques au Canada. Ces réductions devraient être partiellement compensées par le ralentissement des activités d'expansion des affaires en 2025.

Le début des travaux d'entretien à Bruce Power pour 2025 est actuellement prévu pour le premier trimestre pour le réacteur 5 et le troisième trimestre pour le réacteur 2. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2025, exclusion faite des programmes de RCP des réacteurs 3 et 4, devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 %.

Dépenses en immobilisations

En 2024, nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 0,8 milliard de dollars, principalement à l'égard de notre quote-part du programme de RCP du réacteur 3 à Bruce Power et des projets d'investissement de maintien dans tout le secteur. Nous prévoyons engager environ 0,9 milliard de dollars en 2025, 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 propres 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, ainsi que pour connaître notre méthode de gestion des risques.

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 au Canada et aux États-Unis sur des marchés réglementé et déréglementé. 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 des conditions météorologiques saisonnières ou de la température peuvent avoir des conséquences sur 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 plus faibles émissions de carbone en Amérique du Nord, et nous devons donc affronter leur concurrence dans le domaine de la mise au point de solutions énergétiques à plus faibles émissions de carbone.

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

Transfert de propriété du réseau de NGTL

Le 1^{er} avril 2024, la propriété du réseau de NGTL a été transférée de Nova Gas Transmission Ltd. à NGTL GP Ltd. au nom de NGTL Limited Partnership dans le cadre d'une restructuration d'entreprise normale visant à optimiser les activités et à faciliter les participations minoritaires futures dans le réseau de NGTL, notamment par les groupes autochtones. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet. La restructuration n'aura aucune incidence sur les activités du réseau de NGTL. En tant que société en commandite, NGTL LP n'est pas assujettie à l'impôt des sociétés au Canada. Les obligations fiscales connexes reviennent aux partenaires.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, nous avons engagé des coûts de 42 millions de dollars, après impôts, en lien avec le transfert de la propriété du réseau de NGTL, montant qui a été exclu du calcul des mesures comparables.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») 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 15 mai 2024, le tribunal a attribué la responsabilité à l'égard des dommages-intérêts totaux relatifs au processus de vente se chiffant à 398 millions de dollars US à l'ancien chef de la direction et à l'ancien chef des finances de Columbia, collectivement, dans une proportion de 50 %, et à TC Énergie dans une proportion de 50 %. Aux termes de l'ordonnance et du jugement définitifs (le « jugement définitif »), la part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts relatifs au processus de vente s'élève à 199 millions de dollars US, auxquels s'ajoutaient des intérêts de 153 millions de dollars US en date du 14 juin 2024. Le tribunal a également prononcé un jugement afférent à une demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation pour laquelle la part de TC Énergie est de 84 millions de dollars US, majorée des intérêts de 64 millions de dollars US au 14 juin 2024. Les dommages-intérêts en lien avec les deux demandes ne sont pas cumulatifs et TC Énergie ne serait tenue de payer que le montant le plus élevé des dommages-intérêts relatifs au processus de vente ou de la demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation, après la confirmation définitive de ces montants au moment de l'appel, y compris les intérêts supplémentaires calculés en date du paiement.

TC Énergie est en désaccord avec plusieurs conclusions du tribunal et elle estime que les décisions du tribunal s'écartent des dispositions prévues dans les lois de l'État du Delaware. TC Énergie a déposé un avis d'appel qui devrait être entendu par la Cour suprême du Delaware le 12 mars 2025. Une décision finale est attendue d'ici la mi-2025. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars US, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois. Selon notre appréciation juridique, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 31 décembre 2024.

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 conçu et mis en place un large éventail d'initiatives qui devraient améliorer la sécurité de même que la performance de l'exploitation et la performance financière à long terme.

Les répercussions prévues des initiatives liées au projet ont été prises en compte dans nos perspectives pour 2025, et aucun coût supplémentaire important lié au projet n'est prévu après 2024. Le programme prendra fin en 2025, lorsque nous achèverons la mise en œuvre de certaines initiatives. Les éléments essentiels du projet sont intégrés à nos processus d'affaires afin de soutenir l'amélioration de la performance à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, nous avons engagé des coûts de 45 millions de dollars, avant impôts (124 millions de dollars en 2023), aux fins du projet Focus, soit principalement des indemnités de cessation d'emploi, dont une tranche de 24 millions de dollars (65 millions principalement en coûts de consultation externes en 2023) a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats et exclue des mesures comparables. Un montant supplémentaire de 14 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (23 millions de dollars en 2023) a été comptabilisé dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, avec des produits compensatoires au titre des coûts recouvrables par l'intermédiaire des structures réglementaires et tarifaires, dont le solde net n'a pas eu d'incidence sur le résultat net. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, un montant de 7 millions de dollars (36 millions de dollars en 2023) a été attribué aux projets d'investissement.

Programme de sortie d'actifs

Notre programme de sortie d'actifs, qui comprenait l'achèvement de la vente de PNGTS, l'apport de capitaux de la CFE en contrepartie d'une participation de 13,01 % dans TGNH en 2024 et la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf en 2023, a contribué collectivement à notre plan de réduction de la dette. Les autres occasions de rotation du capital, le cas échéant, seront évaluées dans le cours normal de nos activités.

Législation canadienne pour 2024

Le 20 juin 2024, deux textes législatifs canadiens, soit les projets de loi C-59 et C-69, ont été adoptés, portant notamment sur le Régime de restriction des dépenses excessives d'intérêts et de financement (« RDEIF ») et la Loi sur l'impôt minimum mondial. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie en raison de ces nouvelles lois.

TC Énergie a des intérêts débiteurs qui ont été refusés relativement à la loi sur le RDEIF et elle s'attend à d'autres restrictions visant la déductibilité des intérêts. Toutefois, grâce à une surveillance et à une gestion continues, nous prévoyons pouvoir utiliser les intérêts refusés. Nous continuerons également de surveiller les faits nouveaux relatifs à la loi sur le RDEIF et d'évaluer ses répercussions sur les activités.

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 25 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)	2024	2023 ¹	2022 ¹
BAIIA comparable	(63)	(73)	(72)
Amortissement	(5)	(6)	(7)
BAIL comparable	(68)	(79)	(79)
Postes particuliers :			
Règlement avec un tiers	(34)	—	—
Coûts liés au projet Focus	(24)	(65)	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	(10)	—	—
Gains de change – prêts intersociétés ²	—	—	28
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(136)	(144)	(51)

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

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

En 2024, la perte sectorielle du secteur Siège social s'est élevée à 136 millions de dollars, comparativement à 144 millions de dollars et à 51 millions de dollars en 2023 et en 2022, respectivement. Elle comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge avant impôts de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) en 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 24 millions de dollars comptabilisée en 2024 (65 millions de dollars 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 un complément d'information;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars en 2024 au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour un complément d'information;
- des gains de change en 2022 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 BAIL 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 un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social a correspondu à une perte de 63 millions de dollars en 2024, comparativement à une perte de 73 millions de dollars en 2023, en raison principalement des coûts partagés en 2024 et en 2023 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées conformément aux PCGR des États-Unis. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information. Le BAIIA comparable du secteur Siège social pour 2023 ont été semblable à celui de 2022.

Amortissement

L'amortissement est demeuré généralement stable entre 2024 et 2023 ainsi qu'entre 2023 et 2022.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023 ¹	2022 ¹
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(856)	(895)	(776)
Libellés en dollars US	(1 855)	(1 692)	(1 267)
Incidence du change	(685)	(592)	(383)
	(3 396)	(3 179)	(2 426)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(147)	(261)	(189)
Intérêts capitalisés	191	187	27
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	176	287	288
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 176)	(2 966)	(2 300)
Postes particuliers :			
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt	228	—	—
Activités de gestion des risques	(71)	—	—
Intérêts débiteurs	(3 019)	(2 966)	(2 300)

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 53 millions de dollars en 2024 par rapport à ceux de 2023 et de 666 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable :

- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars comptabilisé relativement à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au retrait de billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- les gains et les pertes latents sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de taux d'intérêt. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2024 ont été supérieurs de 210 millions de dollars à ceux de 2023, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- les intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées pour une période de neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la diminution des emprunts à court terme.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2023 ont été supérieurs de 666 millions de dollars à ceux de 2022, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- 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 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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)	2024	2023	2022
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	34	102	157
Libellée en dollars US	546	350	161
Incidence du change	204	123	51
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	784	575	369

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 209 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. 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 aux dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway et les projets de gazoducs aux États-Unis en 2024, contrebalancées en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction en raison du retard dans l'obtention d'une décision d'investissement finale ainsi que par la mise en service du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes en août 2023.

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 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. Le 1^{er} novembre 2023, nous avons suspendu la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction en raison du délai dans l'obtention d'une décision d'investissement finale.

Gains (pertes) de change, montant net

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	(85)	118	(8)
Postes particuliers :			
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	204	(44)	—
Pertes de change – prêt intersociétés	—	—	(28)
Activités de gestion des risques	(266)	246	(149)
Gains (pertes) de change, montant net	(147)	320	(185)

1 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la section « (Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Les pertes de change nettes se sont chiffrées à 147 millions de dollars en 2024, comparativement à des gains de change nets de 320 millions de dollars en 2023 et à des pertes de change nettes de 185 millions de dollars en 2022. 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;
- 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 à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour un complément d'information;
- les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Les pertes de change nettes incluses dans le résultat comparable se sont chiffrées à 85 millions en 2024, comparativement à des gains de change nets de 118 millions de dollars en 2023. La variation découle principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les activités de gestion des risques menées afin de gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US;
- les gains de change inscrits en 2024 comparativement aux pertes de change inscrites en 2023 à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- un gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

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

- les activités de gestion des risques menées afin de gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change plus élevées à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023 ¹	2022 ¹
Intérêts créditeurs et autres	324	272	140

¹ Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 52 millions de dollars en 2024 comparativement à 2023, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la diminution des provisions liées aux assurances.

Les intérêts créditeurs et autres 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.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023 ¹	2022 ¹
(Charge) recouvrement d'impôts incluse dans le résultat comparable	(772)	(890)	(660)
Postes particuliers :			
Gain sur la vente de PNGTS	(116)	—	—
Réévaluation des soldes d'impôts reportés	(96)	—	—
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt	(50)	—	—
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	10	—	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	15	—	—
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	(7)	(25)	49
Règlement avec un tiers	8	—	—
Charge de dépréciation liée au projet Tundra	9	—	—
Coûts liés au projet Focus	6	17	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	(32)	—	—
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	—	157	405
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)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	(2)	4
Activités de gestion des risques	105	(99)	36
(Charge) recouvrement d'impôts	(922)	(842)	(322)

¹ Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2024 a augmenté de 80 millions de dollars par rapport à celle de 2023, et celle de 2023 s'est accrue de 520 millions de dollars par rapport à celle de 2022.

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

2024

- Une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants à la suite de la scission.

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.

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.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2024 a reculé de 118 millions de dollars par rapport à celle de 2023, en raison surtout de l'exposition au change au Mexique et de la baisse du bénéfice imposable, contrebalancées en partie par la diminution des écarts des taux d'imposition étrangers et la hausse des impôts sur le bénéfice transférables. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2023 a augmenté de 230 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 liés à l'inflation moins élevés au Mexique. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Participations sans contrôle détenues au 31 décembre 2024	2024	2023	2022
Columbia Gas et Columbia Gulf ¹	40 %	(571)	(143)	—
PNGTS ²	néant	(30)	(41)	(37)
Parcs éoliens au Texas ³	100 %	29	38	—
TGNH ⁴	13,01 %	(48)	—	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(620)	(146)	(37)
Poste particulier :				
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés		(61)	—	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(681)	(146)	(37)

- 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.
- La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. 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.
- Des investisseurs en avantages fiscaux détiennent 100 % des participations de catégorie A, auxquelles un pourcentage des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué. Nous détenons 100 % des participations de catégorie B.
- Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle détient une participation de 13,01 % dans celle-ci. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour un complément d'information.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 535 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et il tient compte de la portion attribuable aux participations sans contrôle des gains et pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos contracté par TGNH auprès de TCPL, lequel est exclu de notre calcul (du bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable. Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 474 millions de dollars, principalement du fait de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour un complément d'information.

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.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2024	2023	2022
Dividendes sur les actions privilégiées	(104)	(93)	(107)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 11 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, principalement par suite du rajustement du taux des dividendes sur les actions privilégiées de série 7 et de série 9 le 30 avril 2024 et le 30 octobre 2024, respectivement. Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 14 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022, 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. Une partie de l'exposition restante est gérée 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 2024, 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. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2024	2023 ¹	2022 ¹
BAIIA comparable			
Gazoducs aux États-Unis	3 294	3 248	3 142
Gazoducs au Mexique ²	730	596	602
	4 024	3 844	3 744
Amortissement	(764)	(758)	(757)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 855)	(1 692)	(1 267)
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	125	189	182
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	546	350	161
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(481)	(156)	(101)
	1 595	1 777	1 962
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,37	1,35	1,30

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

2 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, dans les (gains) pertes de change, montant net, et dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle 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.

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 aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » 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 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50

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)	2024	2023	2022
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	115	(83)	(32)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(53)	224	54
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	110	(133)	(11)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	(11)	—	—
	161	8	11

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.

2 Représente la portion attribuable aux participations sans contrôle relative à TGNH. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

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 découlant des activités poursuivies, 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 25 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 pouvant inclure :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- des sorties d'actifs et la rotation du capital;
- 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 – activités poursuivies

Au 31 décembre 2024, exclusion faite des activités abandonnées, notre actif à court terme s'élevait à 5,5 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 10,3 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,8 milliards de dollars, comparativement à 0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2023. 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 8,0 milliards de dollars aux fins de prélèvements à court terme, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 7,6 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,4 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Au 31 décembre 2024, 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 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,2 milliards 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, la rotation du capital et notre RRD, si cela est jugé approprié.

Au 31 décembre 2024, notre actif total lié aux activités poursuivies se chiffrait à 117,9 milliards de dollars, comparativement à 109,5 milliards de dollars au 31 décembre 2023. Cette augmentation reflète avant tout notre programme d'investissement, l'accroissement de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et l'incidence de l'appréciation du dollar américain au 31 décembre 2024 par rapport au 31 décembre 2023 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US, partiellement contrebalancés par l'amortissement et le fonds de roulement.

Au 31 décembre 2024, notre passif total lié aux activités poursuivies s'établissait à 79,6 milliards de dollars, comparativement à 82,1 milliards de dollars au 31 décembre 2023, en raison de l'incidence nette de la réduction de la dette, du fonds de roulement et de l'appréciation du dollar américain au 31 décembre 2024 par rapport au 31 décembre 2023 relativement à la conversion de nos passifs libellés en dollars US.

Structure du capital consolidé – activités poursuivies

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital relative aux activités poursuivies :

aux 31 décembre				
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2024	Pourcentage du total	2023	Pourcentage du total
Billets à payer	387	1	—	—
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	47 931	49	52 914	54
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(801)	(1)	(3 678)	(4)
	47 517	49	49 236	50
Billets subordonnés de rang inférieur	11 048	11	10 287	10
Actions privilégiées	2 499	3	2 499	3
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 093	26	27 054	27
Participations sans contrôle	10 768	11	9 455	10
	96 925	100	98 531	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 2024, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie^{1,2}

Les tableaux suivants résument nos flux de trésorerie consolidés :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 696	7 268	6 375
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 909)	(12 287)	(7 009)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(3 874)	8 093	487
	(3 087)	3 074	(147)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	210	(16)	94
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(2 877)	3 058	(53)

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1,2}

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 696	7 268	6 375
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(199)	(207)	639
Fonds provenant de l'exploitation	7 497	7 061	7 014
Postes particuliers :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	185	40	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la vente de PNGTS et d'actifs secondaires	148	—	—
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	26	—	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	21	54	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	10	—	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	9	—	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(3)	(14)	96
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles au titre des décisions réglementaires relatives à Keystone	(3)	53	27
Charge d'impôts exigibles à la sortie d'une participation sans contrôle ³	—	736	—
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
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 890	7 980	7 353

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

3 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 428 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'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.

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 diminué de 90 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de la baisse du résultat comparable, contrée en partie par l'accroissement des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

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.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Dépenses d'investissement²			
Dépenses en immobilisations	(6 308)	(8 007)	(6 678)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(50)	(142)	(49)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 546)	(4 149)	(2 234)
	(7 904)	(12 298)	(8 961)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	791	33	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	549	23	1 433
Montants reportés et autres	(352)	2	(41)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	7	10	571
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(307)	—
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	250	(11)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 909)	(12 287)	(7 009)

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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, déduction faite des autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars en 2024 dans le secteur Gazoducs - Canada (néant en 2023; 1,2 milliard de dollars dans le secteur Siège social en 2022). Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 7 « Coastal GasLink », et à la note 12 « Prêts à des sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2023 et 2024, passant de 12,3 milliards de dollars à 6,9 milliards de dollars, en raison essentiellement de la diminution des dépenses d'investissement et de la baisse des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation se rapportant surtout à Coastal GasLink LP, et en partie par suite de l'augmentation du produit de la vente d'actifs et des distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

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 d'investissement en 2023.

Dépenses d'investissement¹

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Gazoducs – Canada	2 100	6 184	4 719
Gazoducs – États-Unis	2 575	2 660	2 137
Gazoducs – Mexique	2 228	2 292	1 027
Énergie et solutions énergétiques	824	1 080	894
Siège social	50	33	41
	7 777	12 249	8 818
Activités abandonnées	127	49	143
	7 904	12 298	8 961

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, déduction faite des autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars en 2024 dans le secteur Gazoducs - Canada (néant en 2023; 1,2 milliard de dollars dans le secteur Siège social en 2022). Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 7 « Coastal GasLink », et à la note 12 « Prêts à des sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

Dépenses en immobilisations

En 2024, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des travaux de construction visant le gazoduc Southeast Gateway, des projets de Columbia Gas et d'ANR, de l'expansion du réseau de NGTL et des dépenses d'investissement de maintien. La diminution des dépenses en immobilisations en 2024 par rapport à 2023 reflète la réduction des dépenses liées à l'expansion du réseau de NGTL et au gazoduc Southeast Gateway.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2024 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement 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 diminué en 2024 comparativement à 2023, en raison surtout de la diminution des avances de fonds à Coastal GasLink LP par l'intermédiaire du prêt subordonné.

Le 17 décembre 2024, à la suite de la déclaration de la mise en service commerciale du gazoduc, Coastal GasLink LP a remboursé le solde de 3 147 millions de dollars dû à la société aux termes de la convention de prêt subordonné. Notre quote-part des apports de capitaux propres requis pour financer le remboursement par Coastal GasLink LP de l'encours du prêt s'élevait à 3 137 millions 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 sont présentés à leur montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés à leur montant brut dans l'état consolidé des flux de trésorerie. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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 ont été comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance.

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 « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour plus de précisions à ce sujet.

Produit de la vente d'actifs

En 2024, TC Énergie et son partenaire, Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir, ont finalisé la vente de PNGTS à un tiers. Notre quote-part du produit s'est établie à 743 millions de dollars (546 millions de dollars US), déduction faite des coûts de transaction.

En 2024, nous avons également réalisé la vente d'autres actifs secondaires pour un produit brut de 48 millions de dollars.

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). Dans le cadre de la scission, le 1^{er} octobre 2024, notre participation restante dans Port Neches Link LLC a été transférée à South Bow.

Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont trait principalement aux distributions de Millenium dans le cadre de son programme de financement de la dette en 2024 et au rendement du capital investi découlant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Iroquois.

En 2022, les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation avaient trait principalement à notre quote-part des remboursements sur la dette de Sur de Texas. Après les activités de refinancement menées avec la coentreprise susmentionnées, le 29 juillet 2022, la coentreprise 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.

Acquisitions

En 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. Nous avons également 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.

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 « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour plus de précisions à ce sujet.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Billets à payer émis (remboursés), montant net	341	(6 299)	766
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	8 089	15 884	2 508
Remboursements sur la dette à long terme	(9 273)	(3 772)	(1 338)
Sortie de participations sans contrôle, déduction faite des coûts de transaction	419	5 328	—
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 465	—	1 008
Trésorerie transférée à South Bow, déduction faite du règlement de titres d'emprunt	(244)	—	—
Dividendes et distributions versés	(4 807)	(3 052)	(3 385)
Apports des participations sans contrôle	21	—	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	88	4	1 905
Actions privilégiées rachetées	—	—	(1 000)
Gains (pertes) sur le règlement d'instruments financiers	27	—	23
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(3 874)	8 093	487

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

En 2024, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 12,0 milliards de dollars par rapport à 2023, en raison essentiellement de la diminution des émissions et de l'augmentation des remboursements de titres d'emprunt à long terme, de la réception d'un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US) en 2023 à la suite de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf ainsi que de l'augmentation des dividendes et distributions versés en 2024, facteurs en partie contrebalancés par des émissions nettes de billets à payer en 2024, contre des remboursements nets en 2023.

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.

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 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	Août 2024	1 242 US	Variable
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	400 US	5,70 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	400 US	5,10 %
	Janvier 2024	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2034	500 US	5,68 %

¹ En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment de la remise des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC, qui était une filiale en propriété exclusive de TC Énergie à ce moment. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	1 250 US	1,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ¹	850 US	6,20 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	739 US	2,50 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	441 US	4,88 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ¹	400 US	Variable
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	313 US	4,75 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	201 US	5,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	180 US	5,10 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ¹	600	5,42 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ²	575	4,18 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ¹	400	Variable
	Août 2024	Emprunt à terme ³	1 242 US	Variable
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %
ANR PIPELINE COMPANY				
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.				
	Diverses dates en 2024	Emprunt à terme de premier rang non garanti	430 US	Variable
	Diverses dates en 2024	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	185 US	Variable

1 En octobre 2024, les billets remboursables sur demande ont été remboursés à leur valeur nominale.

2 En octobre 2024, TCPL a racheté et annulé les billets à un escompte moyen pondéré de 7,73 %, en guise de règlement des offres publiques d'achat en trésorerie.

3 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment de la remise des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC, qui était une filiale en propriété exclusive de TC Énergie à ce moment. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

En octobre 2024, TCPL a entrepris et finalisé nos offres publiques d'achat en trésorerie visant le rachat aux fins d'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme à un escompte moyen pondéré de 7,73 %. De plus, la société a remboursé des billets remboursables sur demande en circulation à leur valeur nominale. Le remboursement de la dette a donné lieu à un gain net de 228 millions de dollars avant impôts, essentiellement en raison de l'escompte de juste valeur et de la constatation des frais d'émission non amortis relatifs à la dette se rapportant à ces billets. Le gain net à l'extinction de titres d'emprunt a été porté au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats et exclu des mesures comparables.

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 2024, 2023 et 2022, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2024.

Régime de réinvestissement des dividendes

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.

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 7 février 2025

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	1,0 milliard	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	18,4 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	3,6 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	16,7 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 10	1,3 million	Actions privilégiées de série 9
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	4,4 millions	3,1 millions

Le 31 décembre 2024, 42 200 actions privilégiées de série 1 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 2 et 3 889 020 actions privilégiées de série 2 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 1.

Le 30 octobre 2024, 1 297 203 actions privilégiées de série 9 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 10.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2024.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2024	2023	2022
Dividendes déclarés			
par action ordinaire ¹	3,7025 \$	3,72 \$	3,60 \$
par action privilégiée de série 1	0,86975 \$	0,86975 \$	0,86975 \$
par action privilégiée de série 2	1,68134 \$	1,62659 \$	0,82611 \$
par action privilégiée de série 3	0,4235 \$	0,4235 \$	0,4235 \$
par action privilégiée de série 4	1,52046 \$	1,46703 \$	0,66655 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,48725 \$	0,48725 \$
par action privilégiée de série 6	1,55132 \$	1,55993 \$	0,80668 \$
par action privilégiée de série 7	1,36613 \$	0,97575 \$	0,97575 \$
par action privilégiée de série 9	1,02288 \$	0,9405 \$	0,9405 \$
par action privilégiée de série 10	0,39807 \$	—	—
par action privilégiée de série 11	0,83775 \$	0,83775 \$	0,83775 \$
par action privilégiée de série 15	—	—	0,30625 \$

1 Les dividendes déclarés pour le quatrième trimestre de 2024 reflètent leur affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission.

Depuis les dividendes payables le 31 janvier 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2024, les montants reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Le 14 février 2025, nous avons annoncé un dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de 0,85 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2025, ce qui représente une augmentation de 3,3 % par rapport à l'affectation proportionnelle du dividende à TC Énergie à la suite de la scission. Cela correspond à un dividende annuel de 3,40 \$ 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 7 février 2025, les facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisaient 12,2 milliards de dollars. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient les suivantes :

(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 prorogables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2029	3,0	2,2
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2025	1,0 US	0,2 US
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2027	2,5 US	2,5 US
Columbia Pipelines Holding Company LLC ²	Servant à appuyer le programme de papier commercial et aux fins générales de l'emprunteur	Décembre 2027	1,5 US	1,5 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 ³	1,1 ³

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

2 Columbia Pipelines Holding Company LLC est une filiale détenue en partie de TC Énergie, avec une participation sans contrôle de 40 %.

3 Ou l'équivalent en dollars US.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent les billets à payer, la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les cotisations en trésorerie aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paiements exigibles (par périodes)

au 31 décembre 2024					
(en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	387	387	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	59 319	2 955	5 968	7 416	42 980
Contrats de location-exploitation ²	614	73	139	127	275
Obligations d'achat et autres ³	5 024	1 407	949	526	2 142
	65 344	4 822	7 056	8 069	45 397

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.

3 Compte tenu d'un montant estimatif de 110 millions de dollars lié au transfert des actifs des régimes de retraite à South Bow. Le montant définitif du transfert sera ajusté selon le rendement des placements et les prestations entre le 1^{er} octobre 2024 et la date du transfert. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Obligations - Régimes de retraite et régimes d'avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

Billets à payer

Le total des billets à payer en cours était de 387 millions de dollars au 31 décembre 2024 (néant en 2023).

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2024, la dette à long terme s'élevait à 47,9 milliards de dollars (52,9 milliards de dollars en 2023) et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 11,0 milliards de dollars (10,3 milliards de dollars en 2023).

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.

Les paiements d'intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2024 sont indiqués ci-après :

au 31 décembre 2024					
(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	25 071	2 379	4 308	3 729	14 655
Billets subordonnés de rang inférieur	50 755	660	1 557	1 742	46 796
	75 826	3 039	5 865	5 471	61 451

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 2025 et 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2024, la capacité totale prévue garantie en vertu des CAE était d'environ 750 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.

Au 31 décembre 2024, les paiements au titre des obligations d'achat et autres s'établissaient comme suit :

au 31 décembre 2024					
(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	168	34	57	40	37
Transport par des tiers – TQM ^{1,2}	2 598	148	302	300	1 848
Dépenses d'investissement ³	253	246	4	2	1
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	628	159	230	93	146
Dépenses d'investissement ³	418	314	89	15	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ³	207	207	—	—	—
Énergie et solutions énergétiques					
Dépenses d'investissement ³	166	125	32	9	—
Autres	226	30	46	40	110
Siège social					
Dépenses d'investissement ³	7	7	—	—	—
Actifs des régimes de retraite de South Bow détenus en fiducie ⁴	110	—	110	—	—
Autres	243	137	79	27	—
	5 024	1 407	949	526	2 142

- 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 Comprend 100 % de l'obligation contractuelle visant le transport jusqu'en 2042, par le réseau principal au Canada, de volumes pour ses expéditeurs sur le gazoduc TQM, dans lequel nous détenons une participation de 50 %. Le coût des contrats est transféré aux expéditeurs du réseau principal au Canada et déterminé en fonction des besoins en produits indiqués dans l'entente de règlement avec TQM pour 2024-2025.
- 3 Les montants comprennent principalement les dépenses destinées 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.
- 4 A trait au transfert des actifs des régimes de retraite à South Bow. Le montant définitif du transfert sera ajusté selon le rendement des placements et les prestations entre le 1^{er} octobre 2024 et la date du transfert. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Obligations - Régimes de retraite et régimes d'avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

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 2025 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2024, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 93 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 2027 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 2024, 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. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en 2032.

Au 31 décembre 2024, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 59 millions de dollars, pour une valeur comptable de 1 million 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 2024, nous n'avons versé aucune cotisation aux régimes de retraite à prestations déterminées (les « régimes PD »), des cotisations de 8 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et des cotisations de 71 millions de dollars au régime d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Au 31 décembre 2024, les lettres de crédit fournies afin de satisfaire aux exigences de solvabilité du régime PD canadien totalisaient 111 millions de dollars (244 millions de dollars en 2023; 322 millions de dollars en 2022).

En 2025, nous ne prévoyons cotiser aucun montant aux régimes PD et nous nous attendons à cotiser environ 6 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 71 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 PD canadien afin de satisfaire aux exigences de solvabilité.

Le coût net des régimes PD et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite a été ramené à 19 millions de dollars en 2024, contre 20 millions de dollars en 2023, en raison surtout d'un changement aux avantages postérieurs au départ à la retraite au Canada.

South Bow - transfert des actifs des régimes de retraite

Dans le cadre de la scission, certains employés de TC Énergie sont devenus des employés de South Bow. Avant la scission, ces employés au Canada et aux États-Unis participaient aux régimes PD, aux régimes CD et aux régimes d'épargne, selon le cas. Dans le cadre de la scission, les obligations au titre de régimes PD en ce qui a trait aux employés passant de TC Énergie à South Bow ont été transférées à South Bow. Une demande de transfert d'actifs afférente au régime PD canadien sera préparée au début de 2025 précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow. Les actifs du régime PD canadien devant être transférés à South Bow sont assujettis à l'approbation de la part des organismes de réglementation et ils seront transférés à l'obtention de l'approbation. Au 31 décembre 2024, ces actifs, qui étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie, ont été pris en compte au poste « Actif à long terme découlant des activités abandonnées » et une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à long terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. Au 31 décembre 2024, les actifs afférents au régime PD américain avaient été transférés en totalité à South Bow.

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.

Activités abandonnées

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. Les actionnaires de TC Énergie ont voté en faveur de la scission en juin 2024 et, le 1^{er} octobre 2024, la société a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation. Le 25 septembre 2024, les actionnaires de TC Énergie ont reçu, en échange de chaque action ordinaire de TC Énergie détenue, une nouvelle action de TC Énergie et 0,2 action ordinaire de South Bow. Les activités de négociation dans le cadre d'opérations normalisées relativement aux actions ordinaires de TC Énergie ont repris à la TSX et à la NYSE le 2 octobre 2024. Les actions ordinaires de South Bow ont commencé à se négocier dans le cadre d'opérations normalisées à la TSX le 2 octobre 2024 et à la NYSE le 8 octobre 2024, sous le symbole SOBO. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Ententes

TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes visant à définir les paramètres et les lignes directrices régissant leur relation continue et à préciser le partage des actifs et des passifs entre les deux sociétés. Une convention de services de transition a été établie, dont l'objet principal est de préciser certains services que TC Énergie fournira à South Bow, contre rémunération, pour une période d'au plus deux ans. Parmi ces services, citons l'accès aux réseaux que South Bow pourra continuer d'utiliser et le soutien nécessaire jusqu'à ce que l'entité ait mis en place de nouveaux réseaux en vue de soutenir ses processus d'affaires ainsi que les services de gestion des entrepôts.

Dans le cadre de la scission, une entente portant sur les questions fiscales a été conclue dans le but d'encadrer les droits et obligations de TC Énergie et de South Bow en matière de fiscalité après la scission. L'entente impose à TC Énergie et à South Bow certaines restrictions dans le but de préserver l'admissibilité de la scission à l'exonération fiscale et elle répartit les passifs d'impôts dans l'éventualité où la scission ne serait pas exonérée d'impôts.

TC Énergie et South Bow ont conclu une convention de scission qui établit les modalités de la scission du secteur Pipelines de liquides des activités de TC Énergie, y compris le transfert de certains actifs du secteur Pipelines de liquides de TC Énergie à South Bow et la répartition de certains passifs et de certaines obligations du secteur Pipelines de liquides entre TC Énergie et South Bow. La convention de scission stipule notamment que TC Énergie indemniserait South Bow à hauteur de 86 % des passifs et coûts nets totaux liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 du réseau d'oléoducs Keystone en décembre 2022 ainsi qu'aux différends existants en matière de tarifs variables relatifs au pipeline Keystone (exclusion faite de toute conséquence future sur les tarifs variables après le 1^{er} octobre 2024), jusqu'à concurrence d'un passif maximal de 30 millions de dollars, au total, pour ces deux questions. En raison de l'incertitude inhérente aux montants définitifs qui seront versés dans le cadre de cette indemnisation, les montants qui pourraient être ultimement payables à South Bow au titre de ces passifs nets pourraient différer considérablement de ceux présentés au 31 décembre 2024.

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. South Bow maintiendra son engagement à l'égard des activités de remise en état et de surveillance environnementale à long terme.

Au 31 décembre 2023, nous avons comptabilisé un passif cumulatif total au titre des mesures environnementales liées à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 de 794 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne pouvaient pas être établies. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, soit avant la scission, les montants versés relativement au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 92 millions de dollars (676 millions de dollars pour la période de douze mois close le 31 décembre 2023). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, nous avons reçu un montant de 99 millions de dollars (575 millions de dollars en 2023) provenant de nos polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives.

Nous avons reçu un produit d'assurance de 36 millions de dollars lié à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 qui provient de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive et qui a eu une incidence sur le bénéfice net inscrit dans les résultats financiers consolidés de TC Énergie. Ce montant a été exclu des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Aux termes de la convention de scission, toutes les indemnités d'assurance futures reviendront à TC Énergie.

Au quatrième trimestre de 2024, nous avons comptabilisé une charge avant impôts de 37 millions de dollars au titre de notre estimation actuelle des éventuels coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14, montant qui a été exclu des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Ce montant représente notre quote-part de 86 % conformément aux dispositions d'indemnisation de la convention de scission.

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 à l'égard de la plainte qui a donné lieu à un ajustement de 38 millions de dollars lié aux droits facturés antérieurement, dont une tranche de 27 millions de dollars se rapportait à des montants pris en compte en 2021 et en 2020 et a été exclue des mesures comparables liées aux activités abandonnées. 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.

Le 25 juillet 2024, la FERC a publié son ordonnance à l'égard de sa décision initiale concernant la plainte. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, nous avons comptabilisé une charge avant impôts supplémentaire de 12 millions de dollars (67 millions de dollars compte tenu des frais financiers en 2023) au titre de cette décision, qui a été exclue des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Le 8 octobre 2024, South Bow a déposé des documents de conformité, qui sont assujettis à l'approbation définitive de la FERC.

Toute décision ultérieure de la FERC et de la REC, le cas échéant, sera assujettie aux dispositions d'indemnisation prévues dans la convention de scission.

Coûts de scission

Les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent principalement les coûts internes se rapportant à la scission, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit et les autres honoraires de consultation, les provisions d'assurance ainsi que les charges financières nettes se rapportant aux titres d'emprunt émis et aux fonds entiercés. Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 197 millions de dollars (167 millions de dollars après impôts) et de 40 millions de dollars (34 millions de dollars après impôts), respectivement, ont été inclus au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice » à l'état consolidé des résultats et exclus de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées.

Dettes de South Bow

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC, qui étaient des filiales en propriété exclusive de TC Énergie à cette date, ont effectué un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens. Une tranche du produit net équivalant à environ 6,2 milliards de dollars canadiens a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024 et des billets de premier rang non garantis de 1,3 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TCPL. Les fonds entiercés ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales. Les coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent aussi des intérêts débiteurs de 42 millions de dollars et des intérêts créditeurs de 28 millions de dollars au titre des billets de premier rang non garantis et des billets subordonnés de rang inférieur émis le 28 août 2024, ces fonds ayant été entiercés et exclus de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées.

Présentation des activités abandonnées

Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont présentées en tant qu'activités abandonnées. Notre présentation des activités abandonnées tient compte des produits et des charges directement attribuables aux activités liées aux pipelines de liquides. Ainsi, les résultats des activités abandonnées excluent les coûts partagés afférents aux services rendus par les fonctions du siège social et de la gouvernance de TC Énergie en faveur du secteur Pipelines de liquides et dont les coûts ont été, par le passé, attribués à ce secteur. La charge d'amortissement se rapportant aux actifs partagés du siège social a également été exclue des résultats des activités abandonnées. Nous avons choisi d'attribuer aux activités abandonnées une partie des intérêts débiteurs engagés au niveau du siège social. En 2024, les activités abandonnées représentent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois, contre le résultat du secteur Pipelines de liquides pour un exercice complet en 2023 et en 2022. Les montants des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2023 ²	2022 ²
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	716	1 039	1 182
Intérêts débiteurs	(218)	(297)	(288)
Intérêts créditeurs et autres	21	(30)	6
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées avant les impôts sur le bénéfice	519	712	900
(Charge) recouvrement d'impôts	(124)	(100)	(267)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	395	612	633
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées – de base	0,38 \$	0,60 \$	0,63 \$

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022.

2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

Le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts pour 2024 s'est élevé à 395 millions de dollars, ou 0,38 \$ par action (612 millions de dollars ou 0,60 \$ par action en 2023; 633 millions de dollars ou 0,63 \$ par action en 2022), soit une baisse de 217 millions de dollars, ou 0,22 \$ par action, par rapport à 2023 et une baisse de 21 millions de dollars, ou 0,03 \$ par action, en 2023 par rapport à 2022.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites à la page 25. 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 postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) des activités abandonnées, après impôts et exclus du résultat comparable découlant des activités abandonnées :

2024

- une charge de 197 millions de dollars avant impôts (167 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission, dont une tranche de 173 millions de dollars a été comptabilisée dans le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées, une tranche de 42 millions de dollars a été comptabilisée dans les intérêts débiteurs et une tranche de 18 millions de dollars a été comptabilisée dans les intérêts créditeurs;
- une charge de 37 millions de dollars avant impôts (28 millions de dollars après impôts) au titre de notre estimation actuelle des coûts supplémentaires éventuels liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Ce montant représente notre quote-part de 86 % conformément aux dispositions d'indemnisation de la convention de scission;
- une charge de 21 millions de dollars avant impôts (16 millions de dollars après impôts) découlant de la cession d'actifs et des activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 12 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

2023

- une charge de 67 millions de dollars avant impôts (52 millions de dollars après impôts) découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures, 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 de 40 millions de dollars avant impôts (34 millions de dollars après impôts) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de scission;

- un montant de 36 millions de dollars avant impôts (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;
- des coûts de préservation et autres coûts de 18 millions de dollars avant impôts (14 millions de dollars après impôts) se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement de 4 millions de dollars avant impôts (18 millions de dollars après impôts) 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

- un recouvrement de 118 millions de dollars avant impôts (une charge de 5 millions de dollars après impôts) découlant de 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, contrebalancé 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;
- une charge de 27 millions de dollars avant impôts (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 comptabilisés au cours de périodes antérieures;
- des coûts de préservation et autres coûts de 25 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts) se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts, et du résultat comparable découlant des activités abandonnées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2023 ²	2022 ²
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	395	612	633
Postes particuliers (avant impôts) :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	197	40	—
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	37	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	21	(4)	(118)
Décisions réglementaires relatives à Keystone	12	67	27
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	36	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	18	25
Activités de gestion des risques	(67)	34	(20)
Impôts sur les postes particuliers³	(30)	(47)	114
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	565	756	661
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,38 \$	0,60 \$	0,63 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,16	0,14	0,03
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,54 \$	0,74 \$	0,66 \$

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022.

2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

3 Se reporter à la page 107 pour un complément d'information.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités abandonnées

Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2023 ²	2022 ²
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	1 145	1 516	1 418
Amortissement	(253)	(332)	(322)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable ³	(176)	(287)	(288)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ⁴	3	6	6
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable ⁵	(154)	(147)	(153)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	565	756	661
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,54 \$	0,74 \$	0,66 \$

- 1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022.
- 2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.
- 3 Compte non tenu des coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides de 42 millions de dollars avant impôts au titre des intérêts débiteurs en lien avec l'émission de titres d'emprunt de South Bow au troisième trimestre de 2024 et des frais financiers de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 au titre d'une charge avant impôts découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.
- 4 Compte non tenu du bénéfice avant impôts de 18 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 lié à l'incidence nette des intérêts créditeurs sur le produit tiré de l'émission des titres d'emprunt de South Bow le 28 août 2024, ces fonds ayant été entiers, ainsi que des provisions d'assurance et de la charge d'assurance de 36 millions de dollars avant impôts comptabilisée en 2023 au titre de l'incident survenu à la borne kilométrique 14.
- 5 Compte tenu de l'incidence des impôts liés aux postes particuliers susmentionnés ainsi que d'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 2023 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et d'une charge d'impôts de 123 millions de dollars en 2022 prise en compte dans la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL.

BAIIA comparable découlant des activités abandonnées

Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées a diminué de 371 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la prise en compte du bénéfice du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le bénéfice du secteur Pipelines de liquides pour un exercice complet en 2023;
- la hausse des volumes contractuels et non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone en 2024;
- l'apport moins élevé des activités de commercialisation des liquides du fait de la contraction des marges réalisées.

Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées a augmenté de 98 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement de l'incidence nette 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 commencé ses activités en mars 2023.

Résultat comparable découlant des activités abandonnées

Le résultat comparable découlant des activités abandonnées pour 2024 s'est établi à 191 millions de dollars, ou 0,20 \$ par action ordinaire, en baisse par rapport à celui de 2023, en raison principalement de l'incidence de la prise en compte du bénéfice du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre un exercice complet en 2023.

Le résultat comparable découlant des activités abandonnées pour 2023 s'est établi à 95 millions de dollars, ou 0,08 \$ par action ordinaire, en hausse par rapport à celui de 2022, en raison principalement des variations du BAIIA comparable découlant des activités abandonnées décrites plus haut.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable découlant des activités abandonnées et du BAII comparable découlant des activités abandonnées (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 25 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)	2024¹	2023²	2022²
Réseau d'oléoducs Keystone	1 098	1 453	1 356
Pipelines en Alberta ³	52	70	71
Autres	(5)	(7)	(9)
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	1 145	1 516	1 418
Amortissement	(253)	(332)	(322)
BAII comparable découlant des activités abandonnées	892	1 184	1 096
Postes particuliers (avant impôts) :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(173)	(40)	—
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	(37)	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(21)	4	118
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(12)	(57)	(27)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(18)	(25)
Activités de gestion des risques	67	(34)	20
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	716	1 039	1 182

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022.

2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

3 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids et White Spruce.

Le bénéfice sectoriel découlant des activités abandonnées a diminué de 323 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 ainsi que diminué de 143 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, et il tient compte des postes particuliers mentionnés dans le tableau précédent, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable découlant des activités abandonnées et du BAII comparable découlant des activités abandonnées. Se reporter à page 102 pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar américain en 2024 et en 2023 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport à 2023 et à 2022, respectivement.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 79 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, puisque les activités du secteur Pipelines de liquides ont été prises en compte pour neuf mois en 2024, contre un exercice complet d'activités du secteur Pipelines de liquides en 2023, et il a augmenté de 10 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, principalement du fait du raffermissement du dollar américain.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024 ¹	2023 ²	2022 ²
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	(176)	(287)	(288)
Postes particuliers :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(42)	—	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(10)	—
Intérêts débiteurs liés aux activités abandonnées³	(218)	(297)	(288)

- 1 Représente les intérêts débiteurs affectés au secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre les intérêts débiteurs affectés au secteur Pipelines de liquides pour un exercice complet en 2023 et 2022.
- 2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.
- 3 Nous avons choisi d'affecter aux activités abandonnées une partie des intérêts débiteurs engagés au niveau du siège social. Il y a lieu de se reporter à la page 101 pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées ont diminué de 111 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 en raison des intérêts débiteurs pris en compte pour neuf mois en 2024, contre un exercice complet en 2023, et ont été généralement stables en 2023 par rapport à 2022.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024 ¹	2023 ²	2022 ²
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	3	6	6
Postes particuliers :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	18	—	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	(36)	—
Intérêts créditeurs et autres liés aux activités abandonnées	21	(30)	6

- 1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022.
- 2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées ont été généralement stables en 2024 par rapport à 2023 et en 2023 par rapport à 2022.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024 ¹	2023 ²	2022 ²
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	(154)	(147)	(153)
Postes particuliers :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	30	6	—
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	9	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	5	14	(123)
Décisions réglementaires relatives à Keystone	2	15	7
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	4	6
Activités de gestion des risques	(16)	8	(4)
(Charge) recouvrement d'impôts lié(e) aux activités abandonnées	(124)	(100)	(267)

1 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023 et 2022.

2 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées a augmenté de 7 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement du resserrement des écarts des taux d'imposition étrangers, en grande partie contrebalancé par le bénéfice moins élevé, et elle a diminué de 6 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement de l'augmentation des écarts des taux d'imposition étrangers, en grande partie contrebalancée par le bénéfice plus élevé.

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 fait en sorte que les risques assumés par TC Énergie et les expositions connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. À cette fin, nous avons recours à un programme de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer et d'évaluer systématiquement les risques susceptibles d'avoir une incidence significative sur nos objectifs stratégiques.

Ce programme nous permet de gérer les risques qui pèsent sur la mise en œuvre de nos stratégies commerciales et favorise les pratiques de détection et de suivi des nouveaux risques. Plus précisément, le cadre de gestion des risques d'entreprise établit un processus exhaustif aux fins de la détection, de l'analyse, de l'évaluation et de l'atténuation des risques. Il permet aussi d'assurer un suivi en continu et de faire rapport au conseil d'administration, au chef de la direction, aux vice-présidents directeurs et au chef de la gestion des risques.

Surveillance par le conseil et les comités

Notre conseil d'administration assume la surveillance générale de tous les risques d'entreprise. Il examine annuellement le registre des risques d'entreprise et il reçoit chaque trimestre des mises à jour sur les nouveaux risques et sur la façon dont ces risques sont gérés et atténués, en conformité avec la propension et la tolérance au risque de TC Énergie. De plus, le conseil assiste chaque trimestre à des présentations détaillées sur les risques d'entreprise, et des sujets particuliers sont abordés lors des mises à jour financières et des réunions stratégiques. Des présentations spéciales ont lieu au besoin ou sur demande.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil, supervise le programme de gestion des risques d'entreprise et assure une surveillance exhaustive de nos activités de gestion des risques. De plus, d'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers dans le cadre de leur mandat :

- 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 d'atténuation des risques financiers menées par la direction, y compris le risque de marché, le risque de crédit lié aux contreparties et la cybersécurité.

Haute direction et gestion des risques

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. Un membre de l'équipe de haute direction est responsable de la gouvernance pour chacun des risques d'entreprise, tandis que la réalisation est sous la surveillance d'un président d'unité d'exploitation ou d'un vice-président principal. Les responsables des risques présentent au conseil des évaluations approfondies des risques chaque année.

Risques particuliers aux secteurs

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 Rapport sur la durabilité présente des informations sur notre approche à l'égard de la durabilité, notamment la surveillance des risques et occasions liés à la durabilité.

Suivi des risques d'entreprise et indicateurs clés de risque

Les risques représentant nos principaux risques d'entreprise font l'objet d'une surveillance continue dans le cadre de notre programme de gestion des risques d'entreprise. Ce programme comprend un réseau de responsables des risques émergents occupant des postes stratégiques dans l'ensemble de l'organisation qui sont chargés de repérer les risques potentiels à l'échelle de l'entreprise et de les signaler dans un rapport trimestriel au conseil d'administration.

En outre, dans le cadre de notre engagement continu à bonifier le programme de gestion des risques d'entreprise, nous avons déterminé et adopté des indicateurs clés de risque et de performance (« ICR ») pour les événements porteurs de risque qui pourraient avoir une incidence sur nos objectifs stratégiques. Les ICR fournissent des mesures quantifiables, un raisonnement objectif et des tendances significatives pour chaque risque d'entreprise, ce qui permet d'éclairer l'évaluation en profondeur des risques d'entreprise effectuée chaque année par le conseil.

Risque opérationnel

TC Énergie exploite un vaste réseau de transport de gaz naturel partout en Amérique du Nord, y compris de nombreuses installations, des réservoirs de stockage de gaz et des centrales électriques. Les risques opérationnels comprennent le risque de rupture ou de défaillance importante, surtout dans les régions où les gazoducs traversent des zones habitées. Les principaux facteurs qui contribuent à ces risques sont notamment les menaces à l'intégrité comme la corrosion, les fissures et les défauts de fabrication. De plus, le vieillissement des infrastructures, le risque de conditions météorologiques extrêmes et d'autres forces externes augmentent encore davantage la probabilité de ruptures ou de défaillances opérationnelles importantes.

Les conséquences d'une rupture ou d'une défaillance opérationnelle importante peuvent être graves et prendre plusieurs formes. Les incidences potentielles comprennent la perte de vies humaines ou les blessures graves, les dommages environnementaux et les importantes perturbations des activités. Les répercussions financières sont également considérables et englobent les coûts liés aux interventions en cas d'incident et aux réparations ainsi que les amendes et les pénalités. De plus, de tels incidents peuvent entraîner un resserrement des mesures d'application de la réglementation et une atteinte à la réputation, ce qui pourrait mettre à l'épreuve les relations avec les clients et compromettre les projets futurs.

Pour assurer l'exploitation sûre et fiable de ses actifs, TC Énergie utilise un système de gestion opérationnelle robuste, le SGOT, qui intègre des pratiques exhaustives en matière de gestion des risques et d'intégrité des actifs. Les mesures actuelles comprennent un processus d'évaluation quantitative des risques opérationnels, des programmes de gestion de l'intégrité et des technologies avancées d'inspection de l'intérieur des pipelines. Nous menons également des enquêtes sur les défaillances et effectuons des analyses des causes profondes aux fins d'amélioration continue. La gouvernance et la surveillance par la haute direction, de même que le programme de gestion des urgences, assurent la préparation et l'intervention efficace en cas d'incidents potentiels. Les normes, les processus et les procédures du SGOT sont améliorés continuellement pour tenir compte des leçons tirées des incidents internes et externes, ainsi que de la collaboration avec les autres sociétés et les organismes de réglementation du secteur.

Risque lié à la réglementation

TC Énergie exerce ses activités dans un secteur hautement réglementé partout en Amérique du Nord, qui nécessite divers permis et approbations de la part d'organismes gouvernementaux fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux. Le contexte réglementaire est très complexe, et les exigences des divers ordres de gouvernement se chevauchent et sont parfois contradictoires. Les changements de gouvernements peuvent en outre créer de l'incertitude et des retards dans l'obtention des permis nécessaires. Par ailleurs, les groupes d'opposition peuvent influencer sur les décisions réglementaires au moyen de manifestations organisées, de contestations judiciaires et de campagnes médiatiques négatives.

L'incapacité d'obtenir ou de conserver les approbations réglementaires pour les projets d'infrastructures énergétiques peut entraîner des conséquences financières et opérationnelles importantes. Il s'agit notamment de retards ou d'annulations de projets essentiels, de coûts d'exploitation accrus en raison d'exigences de conformité supplémentaires et de perturbations de l'infrastructure existante. Les conséquences financières comprennent aussi les coûts d'aménagement perdus, la perte de confiance des investisseurs et la hausse des coûts en capital. De surcroît, la publicité négative et l'opposition du public peuvent entacher notre réputation, éroder la confiance du public et nuire à notre capacité de fonctionner efficacement. Ces difficultés peuvent ultimement nuire à notre position concurrentielle et nous empêcher d'atteindre nos objectifs de croissance.

Pour contrer ce risque, nous avons mis en œuvre plusieurs stratégies de surveillance et d'atténuation. Ces mesures comprennent des efforts proactifs pour surveiller l'évolution du contexte réglementaire, mener des activités stratégiques de défense des intérêts auprès de tous les ordres de gouvernement, cultiver une confiance durable et l'harmonisation avec les intérêts des parties prenantes et réagir rapidement aux nouveaux problèmes et préoccupations. Ces activités visent l'obtention des approbations nécessaires pour soutenir nos objectifs de croissance et atténuer d'éventuels retards et perturbations.

Accès à du capital à un coût concurrentiel

Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer nos projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance. Il est essentiel que nous arrivions à obtenir ces capitaux à des coûts inférieurs à nos rendements sur le capital investi. La détérioration des conditions du marché et de la confiance des investisseurs et des prêteurs, l'instabilité géopolitique, la hausse des taux d'intérêt et l'inflation persistante pourraient avoir une incidence défavorable sur le coût du capital et notre accès à celui-ci. En outre, des facteurs tels que le filtrage par exclusion selon les facteurs ESG de la part des investisseurs, les limites de capacité sur les marchés financiers et les incertitudes économiques peuvent aggraver ces risques, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts d'emprunt et freiner la croissance.

Un coût du capital plus élevé peut nuire à notre capacité de produire des rendements intéressants sur le capital investi et freiner notre croissance à court terme et à long terme. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur notre résultat et compromettre la viabilité des projets d'investissement. De plus, des coûts plus élevés peuvent avoir un effet néfaste sur la confiance des investisseurs, sur la valeur comptable des actifs et des passifs et sur notre performance financière en général.

TC Énergie utilise une stratégie globale pour surveiller et atténuer ces risques. Les mesures d'atténuation actuelles comprennent le maintien d'un consortium bancaire diversifié et de grande qualité, une collaboration proactive avec les prêteurs et les agences de notation et l'équilibrage des stratégies d'émission sur plusieurs marchés financiers. Par ailleurs, nous gérons activement notre risque de change au moyen de stratégies de couverture et nous maintenons un portefeuille d'emprunts équilibré afin de gérer notre exposition aux taux d'intérêt. Les mesures d'atténuation en cours comprennent l'établissement de nouvelles relations de crédit et un meilleur engagement auprès des investisseurs axés sur les facteurs ESG. De plus, TC Énergie surveille continuellement les politiques gouvernementales et les faits nouveaux dans le secteur afin de réagir de façon proactive aux facteurs susceptibles d'influer sur les flux de capitaux.

Répartition du capital

Pour demeurer concurrentielle, TC Énergie doit offrir des services d'infrastructures énergétiques essentiels dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, sous forme de solutions qui plaisent à ses clients, tout en respectant ses objectifs stratégiques. Les défis liés à la répartition du capital comprennent l'atteinte de l'équilibre entre les investissements visant à protéger notre empreinte actuelle et à servir notre clientèle, la réalisation des investissements les plus rentables et les moins risqués dans le respect de notre limite de capital nette annuelle discrétionnaire et la structuration du programme d'investissement de manière à optimiser l'utilisation du capital disponible. De plus, il existe un risque lié à la diversification dans des occasions à plus faibles émissions de carbone avant qu'elles ne disposent de constructions commerciales et réglementaires suffisamment développées.

Une répartition inefficace du capital peut entraîner une affectation défavorable des ressources financières à des projets qui ne cadrent pas avec nos objectifs stratégiques, accroître l'exposition à des projets à risque élevé et réduire la performance financière. De plus, l'incapacité de s'adapter à l'évolution des paramètres fondamentaux de l'offre et de la demande d'énergie, y compris ceux liés aux formes d'énergie à plus faibles émissions de carbone, peut entraîner une atteinte à la réputation et des risques réglementaires ainsi que rendre des actifs irrécupérables. Dans l'ensemble, ces risques peuvent créer une divergence stratégique et réduire la valeur pour les actionnaires.

Nous avons mis en place un processus de gouvernance rigoureux pour assurer la discipline en matière de répartition du capital. Nous limitons nos dépenses en immobilisations nettes annuelles et rehaussons la qualité de notre portefeuille de projets d'aménagement de pipelines afin de saisir des occasions qui présentent moins de risques et une valeur plus élevée. De plus, nous menons des analyses pour confirmer la résilience de l'offre et de la demande sur les marchés que nous desservons dans le cadre de nos évaluations stratégiques et nous assurons un suivi régulier des tendances sectorielles et de l'évolution de la réglementation. Les améliorations continues apportées au processus de répartition du capital comprennent un examen des placements et un contrôle diligent plus approfondis, ainsi que la réalisation d'analyses de scénarios à long terme afin de comprendre les effets sur le portefeuille découlant des choix en matière de répartition du capital.

Risque lié à la récupération du capital

Le risque lié à la récupération du capital se rapporte à la difficulté d'obtenir un rendement acceptable sur le capital investi et de récupérer l'investissement initial. Ce risque découle d'une inadéquation potentielle entre la structure des opérations et nos préférences en matière de risque, mettant le capital à risque. Parmi les principaux facteurs, mentionnons les évaluations des risques inadéquates, les difficultés de collaboration avec les parties prenantes, les modifications imprévues de la portée ou du contexte des projets, les contraintes financières, la volatilité macroéconomique, le risque de contrepartie et l'évolution des politiques publiques. Collectivement, ces facteurs menacent notre stabilité financière et nos objectifs stratégiques.

L'incapacité d'obtenir un rendement sur le capital investi peut entraîner des dépenses en immobilisations imprévues, des pertes financières importantes et des rendements réduits. Cela peut miner la confiance des partenaires, des investisseurs, des organismes de réglementation et des autres parties prenantes clés, ainsi que notre crédibilité à leurs yeux. De plus, des opérations mal structurées peuvent détourner l'attention de la direction des activités de base de l'entreprise pour régler des problèmes nouveaux, ce qui nuit aussi à l'efficacité opérationnelle. Parmi les conséquences plus générales, mentionnons le risque d'atteinte à notre réputation et de perte de confiance des investisseurs, des facteurs essentiels au maintien de la croissance et de la stabilité à long terme et à la préservation de la valeur pour les actionnaires.

TC Énergie applique un processus rigoureux de contrôle diligent qui comprend des évaluations exhaustives des risques et des négociations contractuelles détaillées. Une surveillance continue de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation est effectuée tout au long du cycle de vie de chaque opération, ce qui permet de rehausser la qualité de notre portefeuille de projets d'aménagement afin de privilégier les occasions présentant le risque le plus faible et la valeur la plus élevée. La collaboration proactive avec les contreparties et les partenariats stratégiques aident à gérer et à partager les risques efficacement. L'amortissement est recouvré par l'entremise des tarifs réglementés des pipelines, ce qui nous permet d'accélérer ou de ralentir le remboursement de capital lié à nos actifs. De plus, nous mettons à profit nos actifs diversifiés et nos contrats à long terme pour stabiliser les flux de trésorerie et réduire l'exposition à la volatilité du marché.

Réalisation de projets

L'investissement dans de grands projets d'infrastructure exige des engagements en capital importants et comporte des risques considérables liés à la réalisation des projets. Les pénuries potentielles de main-d'œuvre qualifiée et d'expertise, les délais et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement ainsi que la complexité croissante des projets et de la réglementation font partie de ces risques. Collectivement, ces facteurs peuvent entraîner des dépassements de coûts, des retards dans l'échéancier, un rendement insuffisant des projets et une vulnérabilité accrue en matière de sécurité, ce qui, au bout du compte, nuit à notre performance financière, à notre réputation et à notre croissance stratégique.

L'incapacité de gérer efficacement ces risques peut avoir des conséquences financières et opérationnelles importantes. Les dépassements de coûts et les retards dans l'échéancier peuvent compromettre la rentabilité et la faisabilité des projets, et ainsi entraîner une augmentation des réclamations et des différends contractuels. De plus, une réalisation inadéquate des projets peut entacher notre réputation, réduire la confiance des investisseurs et entraver les occasions de croissance futures.

Afin d'aider à atténuer ces risques, notre système de livraison de projets est intégré à notre processus de répartition des capitaux et harmonisé avec le SGOT, ce qui permet d'optimiser la réalisation des projets pour assurer des travaux sûrs qui respectent le calendrier et le budget. Nous poussons l'élaboration des projets jusqu'à un niveau de maturité suffisant pour bien comprendre les risques liés à l'étendue, aux coûts, au calendrier et à la réalisation avant de les sanctionner. Cette approche nous permet d'identifier et de consulter les parties prenantes et d'aborder de manière proactive les contraintes et les risques propres au projet. Les contrats commerciaux sont structurés de manière à permettre le recouvrement des frais d'aménagement et à réduire au minimum l'incidence des dépassements de coûts potentiels, le risque lié à la réalisation étant partagé explicitement lorsque cela est justifié. De plus, nous mettons à profit le financement de projets et la participation des partenaires afin de gérer le capital à risque.

Risque lié aux talents

Le succès de TC Énergie repose sur l'attraction, le maintien en poste et le perfectionnement d'une main-d'œuvre talentueuse possédant une connaissance approfondie du secteur de l'énergie, du contexte géopolitique et des divers régimes réglementaires en Amérique du Nord. Les principaux risques liés aux talents comprennent la perte de personnel essentiel, les difficultés à recruter et à garder en poste des personnes talentueuses sur un marché très concurrentiel et les problèmes de santé et de bien-être qui pourraient avoir une incidence sur la productivité de la main-d'œuvre.

L'incapacité de gérer les risques liés aux talents peut avoir plusieurs conséquences défavorables, notamment une baisse du moral et de l'engagement des employés se traduisant par une réduction de la productivité, de l'efficacité et de la qualité du travail. Des taux élevés de démission, en particulier parmi les meilleurs talents, peuvent perturber les activités et la continuité et entraîner une augmentation des coûts de recrutement et de formation. L'organisation pourrait également voir sa réputation entachée si elle donne l'impression de ne pas répondre aux préoccupations des employés, ce qui nuirait à sa capacité d'attirer et de garder en poste les futurs talents. De plus, les perturbations des activités et le désengagement de la main-d'œuvre peuvent poser des risques pour la santé et la sécurité et, au bout du compte, nuire à notre performance globale et à notre exécution stratégique.

Pour atténuer ces risques, TC Énergie utilise un cadre exhaustif de gestion des risques liés aux talents pour évaluer les besoins et prioriser les initiatives. Nous mettons l'accent sur le perfectionnement, la mobilisation et le bien-être des employés afin de favoriser un environnement de travail positif et de maintenir en poste les meilleurs talents. Notre plan d'équité salariale à l'échelle de l'entreprise favorise l'équité dans les pratiques de rémunération, tandis que notre processus de planification de la relève fait en sorte qu'un bassin constant de personnes talentueuses sont prêtes à assumer des rôles essentiels. Les sondages réguliers sur la mobilisation des employés fournissent de précieux renseignements et orientent des recommandations ciblées. De plus, nous avons intégré des initiatives en matière de diversité, d'équité et d'inclusion à nos stratégies de gestion des talents et mis en œuvre un horaire de travail hybride pour offrir une plus grande souplesse. Collectivement, cette approche favorise le maintien en poste des employés, réduit au minimum l'incidence des pertes de talents potentielles et oriente des mesures de perfectionnement ciblées.

Sécurité d'entreprise

Il est primordial d'assurer la sécurité de nos parties prenantes, de notre personnel et de nos actifs numériques et physiques pour maintenir la sécurité et la fiabilité de nos activités. Les risques liés à la sécurité englobent les cyberattaques potentielles contre les systèmes de contrôle industriels et les actifs numériques de la société, la divulgation non autorisée de données et les attaques physiques contre nos infrastructures. Ces risques sont exacerbés par la sophistication croissante des cyberattaques, la montée des tensions géopolitiques et la nature essentielle de nos infrastructures.

Un incident de sécurité peut donner lieu à une mauvaise utilisation ou à une perturbation de l'information et des fonctions essentielles, causer des dommages à nos actifs et potentiellement mener à des incidents touchant la sécurité et/ou l'environnement et à l'incapacité de fournir des services. Les interruptions de service qui en résultent peuvent avoir des effets en cascade sur les chaînes d'approvisionnement, les relations clients et les objectifs stratégiques. De plus, de tels incidents peuvent nuire à notre réputation et déclencher des mesures d'application de la réglementation ou des litiges, et ainsi avoir une incidence négative sur nos activités et/ou notre situation financière.

TC Énergie maintient un programme de sécurité d'entreprise qui couvre la cybersécurité et la sécurité physique. Notre programme est fondé sur les normes, l'assurance, la gestion des risques et les activités de prévention et d'atténuation. Nos efforts de prévention des risques liés à la cybersécurité et à la sécurité physique comprennent le déploiement de technologies de sécurité, la définition de processus sécurisés, le resserrement des mesures de sécurité pour le personnel ou les installations à risque élevé et des programmes de sensibilisation à la cybersécurité et à la sécurité physique. Nos activités d'atténuation comprennent la surveillance proactive des incidents de sécurité potentiels et l'intervention en cas d'incident. De plus, nous maintenons et testons régulièrement des plans d'intervention en cas d'incident afin de gérer et d'atténuer l'incidence des incidents de sécurité potentiels, y compris les cyberattaques. Afin d'atténuer davantage les risques potentiels, nous maintenons une couverture d'assurance appropriée contre les cyberincidents et les incidents de sécurité physique. Afin d'atténuer les risques associés aux fournisseurs tiers, nous effectuons des évaluations des risques liés aux fournisseurs qui comprennent des évaluations des risques axées sur les normes de sécurité, les sauvegardes contractuelles et la surveillance continue.

Nous collaborons avec les organismes de sécurité gouvernementaux, les organismes d'application de la loi et les intervenants du secteur pour rester informés et être proactifs face aux menaces en constante évolution. Nos stratégies de prévention et d'atténuation en matière de cybersécurité et de sécurité physique sont régulièrement revues et mises à jour afin qu'elles soient conformes aux normes réglementaires et sectorielles. Un rapport sur l'état de notre programme de sécurité d'entreprise est présenté au comité d'audit chaque trimestre.

TC Énergie demeure résolue à améliorer continuellement sa position en matière de sécurité et à s'adapter aux menaces qui ne cessent d'évoluer. En faisant de la sécurité une priorité et en investissant dans les technologies et les pratiques, nous nous efforçons de protéger nos parties prenantes, notre personnel, nos actifs et nos activités, et d'assurer la viabilité à long terme de nos activités.

Risques liés au climat

Notre entreprise, nos activités, notre situation financière et notre performance pourraient subir l'incidence des risques physiques associés aux changements climatiques et des risques liés à la transition découlant de la transition mondiale vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Les risques liés au climat, y compris les politiques climatiques et les faits nouveaux connexes, peuvent recouper les risques d'entreprise décrits ci-dessus et influencer sur ceux-ci. Par conséquent, ces risques sont systématiquement pris en compte et évalués dans le cadre de gestion du risque d'entreprise.

Risques physiques

Les changements climatiques peuvent créer des risques physiques aigus et chroniques susceptibles de nuire à nos activités. Les risques physiques aigus sont notamment les phénomènes météorologiques extrêmes, comme les ouragans, les incendies de forêt et les inondations, tandis que les risques physiques chroniques sont par exemple les modifications à long terme des tendances climatiques, des températures, des précipitations et du niveau de la mer. En raison de la complexité des systèmes climatiques, il est 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 importantes, par exemple des coûts imprévus 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. Pour atténuer ces risques physiques, nous tenons compte des changements climatiques dans la conception et l'évaluation de nos installations et de nos actifs d'exploitation. 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. De plus, nos plans d'intervention d'urgence sont axés sur l'intervention rapide et efficace en cas de phénomènes météorologiques violents afin d'en réduire au minimum les conséquences.

Également à titre de mesure d'atténuation des risques, nous conservons une couverture d'assurance afin de réduire les conséquences financières si nos actifs sont endommagés par des phénomènes météorologiques violents. 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.

Risques liés à la transition

Les risques liés à la transition découlent du virage mondial vers une économie à plus faibles émissions de carbone. 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 carbone. 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, une réduction de la demande de combustibles fossiles, des difficultés à obtenir les permis requis pour nos projets et l'accès limité aux capitaux et/ou le coût plus élevé de ceux-ci. Notre performance financière pourrait aussi se ressentir de l'évolution des exigences des consommateurs, de l'insolvabilité de nos clients importants ainsi que de la conception et du déploiement de nouvelles technologies.

Nous atténuons notre exposition au risque de transition lié au climat et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de notre stratégie d'affaires 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 conclus avec des contreparties solvables. Pour obtenir plus de renseignements sur la façon dont nous gérons les risques et les occasions liés au climat, il y a lieu de consulter les rubriques de notre Rapport sur la durabilité annuel portant sur les informations fournies en conformité avec les directives du GIFCC et de la norme IFRS S2.

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 au climat, 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. Le cadre du SGOT met à profit l'amélioration continue grâce à un processus d'examen annuel par la direction. Cela permet d'assurer l'efficacité continue de notre système de gestion global et d'appuyer une structure d'assurance à plusieurs niveaux pour l'ensemble des unités d'exploitation. Le modèle d'assurance de TC Énergie est conçu de manière à assurer une gestion efficace des risques liés à la santé, à la sécurité, à l'environnement et à l'intégrité opérationnelle. Les conclusions tirées sont partagées et appliquées à l'ensemble de nos réseaux, le cas échéant. De plus, les constatations ou les observations découlant des audits périodiques effectués par des organismes de réglementation externes sont également communiquées à l'ensemble des composantes de notre système de gestion afin d'assurer une amélioration continue.

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 le climat ainsi que la communication d'informations autres que réglementaires au public, par exemple notre Rapport sur la durabilité annuel et notre plan d'action en matière de réconciliation.

Deux comités distincts font rapport au comité SSDE du conseil :

- un comité de gestion de la durabilité, formé de hauts dirigeants, qui offre un leadership et une orientation stratégiques sur les questions environnementales, sociales et de gouvernance afin d'intégrer les principes de durabilité dans les activités et les projets de la société;
- un comité d'exploitation, formé de hauts dirigeants, qui est responsable de prendre des décisions d'entreprise venant appuyer l'amélioration de la sécurité, la gouvernance du système de gestion et la gestion des risques opérationnels.

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 2024, nous avons engagé 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2023¹) pour l'intégrité des gazoducs 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. 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 du volet Urgences, continuité des activités et sécurité 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

¹ Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de rendre compte uniquement des activités poursuivies.

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 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.

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 2024, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 8 millions de dollars (19 millions de dollars en 2023), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités significatives actuelles en matière d'environnement. 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 2024, nous avons comptabilisé des charges de 141 millions de dollars (109 millions de dollars en 2023) 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 le processus d'examen réglementaire, nous y participons au besoin et nous soumettons des commentaires officiels aux organismes de réglementation à mesure que les initiatives sont lancées et que les politiques sont mises en œuvre. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui favorisent l'exploitation des ressources naturelles d'une façon responsable sur les plans environnemental et économique. Nos actifs situés sur certains territoires sont actuellement soumis à des règles sur les émissions de GES. Bien que les objectifs à court terme des gouvernements puissent influencer sur la vitesse à laquelle des règles sur les émissions de GES sont mises en place, 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 plus stricts. 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 sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils 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 publié 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 des levés aux fins de la détection et du colmatage des fuites et une réduction des émissions rejetées à l'air libre par des équipements déterminés. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement pour le moment.
- *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 s'applique à nos actifs situés au 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 à même les droits. En 2024, le prix du carbone s'établissait à 80 \$ la tonne, et il doit actuellement augmenter de 15 \$ la tonne chaque année pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030.
- *Gouvernement fédéral* : Le 19 décembre 2024, ECCC a publié la version définitive du Règlement sur l'électricité propre (le « REP »), qui cible un réseau électrique carboneutre d'ici 2050. Le REP impose une limite annuelle d'émissions de GES fondée sur 65 tonnes de CO₂/GWh pour les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles d'une capacité de 25 MW et plus à compter de 2035 et de 0 tonne de CO₂/GWh en 2050. En dépit des mesures limitées de souplesse en matière de conformité, des préoccupations subsistent quant à l'incidence que pourrait avoir le REP sur l'accès abordable et fiable à l'énergie dans certains territoires. Nous continuons d'évaluer l'incidence opérationnelle et financière sur notre parc de centrales de cogénération.
- *Colombie-Britannique* : En avril 2024, la Colombie-Britannique a instauré un STFR provincial en remplacement de la taxe sur le carbone afin de taxer les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles dans les installations industrielles. Le STFR de la Colombie-Britannique s'applique à nos actifs dans cette province, et nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits. Du fait de la mise en œuvre du STFR de la Colombie-Britannique, le programme d'incitatifs industriels CleanBC, qui offrait des remises sur la taxe carbone pour les installations industrielles, sera aboli progressivement à compter de 2025.

- *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 d'une partie des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences sont 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 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* : Le STFR fédéral a été remplacé en Saskatchewan, le 1^{er} janvier 2023, par le programme des normes fondées sur le 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 décembre 2022 (OOOOb) et établit des lignes directrices en matière d'émissions pour les sources qui existaient avant 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 plus grand nombre d'installations existantes, mais leurs répercussions seront assujetties aux exigences des projets de lignes directrices en matière d'émissions des États, lesquels sont à venir, et les dates butoirs pour la conformité varieront selon les États et/ou les régions.
- *Gouvernement fédéral* : Le plan « Good Neighbor » de l'USEPA, qui est entré en vigueur en août 2023, fixe de nouvelles limites pour les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) des moteurs à combustion interne alternatifs d'ici mai 2026. Cette règle pourrait coûter à TC Énergie plus de 500 millions de dollars US en mesures d'atténuation, mais des cours du circuit fédéral ont accepté de suspendre l'application de la règle dans 12 États, dont huit dans lesquels TC Énergie a des moteurs à combustion interne alternatifs visés, ce qui réduit ses obligations de conformité en attendant la conclusion de ces procédures. De plus, TC Énergie, entre autres sociétés semblables et groupes sectoriels, est partie à des procédures judiciaires en cours dans le circuit de D.C. Le 27 juin 2024, la Cour suprême a accordé une suspension d'urgence de la règle à l'échelle nationale pour la durée du litige en cours dans le circuit de D.C., et ce, jusqu'à ce que la Cour suprême règle les demandes de certiorari (le cas échéant). La cour du circuit de D.C. devrait rendre une décision définitive au deuxième semestre de 2025. Si la règle est finalement maintenue, on s'attend à ce que l'USEPA accorde à l'industrie un délai supplémentaire au-delà de son échéance de conformité du 1^{er} mai 2026 pour se conformer, mais elle n'est pas tenue de le faire.

- *Fédéral* : Le 6 mai 2024, l'USEPA a finalisé les modifications apportées au Greenhouse Gas Reporting Program (« GHGRP ») concernant la façon dont les sources de pétrole et de gaz comparent et déclarent leurs émissions de méthane (sous-partie W). La version définitive de la règle finalise les modifications précédemment proposées au GHGRP et établit également le mandat de l'USEPA, tel qu'il est défini dans la loi Inflation Reduction Act (« IRA »), de modifier la sous-partie W afin d'améliorer les estimations des émissions de méthane aux fins des frais pour émissions de déchets prévus par l'IRA pour l'exploitation du gaz naturel. L'USEPA n'a pas encore finalisé les modifications du GHGRP concernant la façon dont les sources de pétrole et de gaz se comparent et déclarent leur consommation d'énergie (sous-partie B) dans le cadre d'une règle définitive. La version définitive de la règle apporte divers changements qui ajouteraient de nouvelles sources à déclarer, modifieraient les méthodes de calcul et de déclaration et favoriseraient la collecte de données plus granulaires. La version définitive de la règle est toujours en cours d'évaluation, mais les changements méthodologiques pourraient entraîner des modifications importantes des émissions de TC Énergie déclarées publiquement.
- *Fédéral* : La loi IRA a été adoptée et promulguée en août 2022. La loi IRA ordonnait 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. En réponse, le 8 novembre 2024, l'USEPA a finalisé une règle visant la mise en œuvre du programme de frais sur les émissions de méthane brûlé (Waste Emissions Charge, ou « WEC »). 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, le programme WEC 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 ne seraient été imposés à TC Énergie d'après les émissions de 2023. À plus long terme, la responsabilité éventuelle au titre du programme WEC devrait être faible, car les installations de gaz naturel aux États-Unis devraient devenir admissibles à une exemption réglementaire accordée en vertu de la conformité à la règle Methane Rule.
- *Californie* : Le 27 septembre 2024, la Californie a adopté le projet de loi SB-219, lequel modifie certaines parties des articles 38532 et 38533 du California Health and Safety Code qui avaient été établis dans les projets de loi précédents SB-253 et SB-261. Les projets de loi SB-253 et SB-261 exigent que les sociétés américaines ouvertes et fermées qui exercent certaines activités commerciales en Californie divulguent leurs émissions de GES et leurs risques financiers liés au climat, respectivement. Les entités qui entrent dans le champ d'application du projet de loi SB-261 doivent préparer un rapport sur les risques financiers liés aux changements climatiques et le mettre à la disposition du public sur leur site Web d'ici le 1^{er} janvier 2026. L'applicabilité à TC Énergie est en cours d'évaluation.
- *Californie* : Le California Air Resource Board a révisé le sous-article 13 des normes sur les émissions de gaz à effet de serre des installations de pétrole brut et de gaz naturel. Le règlement s'applique à trois installations de Tuscarora. Le règlement révisé exigeait un nouveau plan de surveillance de la détection et du colmatage des fuites d'ici le 1^{er} juillet 2024. Désormais, le règlement exige également la surveillance et la réparation des composants de 0,5 pouce et moins et comprend de nouvelles exigences pour les panaches détectés à distance.
- *Californie* : 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. Cependant, les activités de négociation d'électricité dans l'État déclenchent des seuils de conformité. Ces exigences sont satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires.
- *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.
- *Ohio* : En mars 2022, le département la protection de l'environnement de l'Ohio (l'« OEPA ») a finalisé les exigences et les limites relatives aux technologies de contrôle raisonnablement disponibles (Reasonable Available Control Technologies ou « 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.

- *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 sa première obligation de conformité de base pour 2023 et son obligation prévue pour 2024. Les importations d'électricité sont également visées par le CIP. Elles sont toutefois restées inférieures aux seuils de conformité en 2024.
- *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.
- *Michigan* : En avril 2023, le Department of Environment, Great Lakes, and Energy (« EGLE ») a publié ses exigences relatives aux RACT et ses limites d'émission définitives pour les principales sources fixes de COV dans des comtés particuliers de l'État (zone de non-conformité pour l'ozone de 2015). Plus précisément, les cuves de stockage de deux postes de compression d'ANR sont touchées par cette règle. Les futures cuves de stockage installées dans les postes de compression de comtés spécifiques de l'État pourraient nécessiter des contrôles supplémentaires en fonction de leur taille et de leur débit.

Mexique

- *Gouvernement fédéral* : 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 les émissions 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. L'objectif de la LGCC est de réduire les émissions à l'échelle nationale grâce à des politiques et à des programmes qui favorisent la transition vers une économie durable, compétitive et à plus faibles émissions de carbone, notamment des instruments de marché, des incitatifs et d'autres solutions qui améliorent le rapport coût-efficacité de mesures d'atténuation spécifiques, réduisent leurs coûts économiques et favorisent la compétitivité, le transfert technologique et la promotion du développement technologique. En vertu de cette loi, nous devons déclarer nos émissions de GES chaque année.
- *Gouvernement fédéral* : En 2018, 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.

- *Gouvernement fédéral* : 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. Le système de suivi des droits d'émission est la plateforme électronique sur laquelle les droits d'émission et les crédits compensatoires sont émis, négociés et annulés, et par l'intermédiaire de laquelle les participants interagissent pour remplir leurs obligations. Elle est déjà officiellement établie, et il se peut que nous devions y participer en tant qu'entreprise si nous dépassons 100 kt de CO₂ émis dans l'un ou l'autre de nos réseaux. Cependant, à l'heure actuelle, tous nos réseaux au Mexique sont sous le seuil d'émission, de sorte que cet instrument n'a pas été utilisé.
- *Gouvernement fédéral* : L'organisme mexicain d'établissement des normes comptables et de durabilité (Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera y Sostenibilidad ou « CINIF ») a publié les normes mexicaines de durabilité (Normas de Información de Sostenibilidad ou « NIS ») applicables à toutes les entités à capital fermé qui présentent leurs états financiers en vertu des Normes mexicaines d'information financière. Selon les NIS, 30 indicateurs de durabilité portant sur des aspects environnementaux, sociaux et de gouvernance doivent être présentés pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2025. Ces exigences s'appliqueront à certaines entités mexicaines de TC Énergie.

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 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 avons participé au processus de consultation publique en 2024 et formulé des recommandations en collaboration avec les associations sectorielles. La réglementation actualisée devrait prendre effet le 1^{er} janvier 2027 et les exigences entreront 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* : Le 9 novembre 2024, ECCC a publié un projet de règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier. Le projet de règlement instaure un système de plafonnement et d'échange visant à réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, qui couvre les activités en amont et la production de GNL. La période de conformité initiale 2030-2032 limitera les émissions à 27 % sous les niveaux d'émissions de 2026, avec certaines mesures limitées de souplesse en matière de conformité. Le Canada serait le premier grand pays producteur de pétrole et de gaz à imposer de telles limites. Bien que les pipelines soient exclus du projet de règlement, il pourrait y avoir des effets en cascade et des conséquences inattendues sur nos activités. Le projet de règlement devrait être finalisé en 2025 et mis en œuvre progressivement entre 2026 et 2029. Nous continuons de suivre et d'évaluer le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC, selon ce que nous jugeons nécessaire.
- *Colombie-Britannique* : L'organisme de réglementation de l'énergie de la Colombie-Britannique met en œuvre des règlements modifiés à compter du 1^{er} janvier 2025 afin de réduire davantage les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier en amont de la province, à l'appui de la feuille de route CleanBC qui vise une réduction de 75 % d'ici 2030. Les modifications mettent à jour le règlement sur le forage et la production, le règlement sur les installations de traitement du pétrole et du gaz et le règlement sur les pipelines en vertu de la loi intitulée Energy Resource Activities Act. Ces modifications s'appliqueront aux activités de Coastal GasLink.

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 exigences du règlement sur le méthane de l'USEPA. Le coût de conformité découlant du projet de règlement de la PHMSA est conditionnel à la publication toujours attendue d'un règlement définitif, mais il devrait augmenter considérablement en raison des nouvelles exigences de surveillance et de réparation applicables à l'ensemble du réseau de

gazoducs. Le 17 janvier 2025, la PHMSA a transmis le règlement définitif au registre fédéral. Le règlement n'a toutefois pas été publié avant l'arrivée de la nouvelle administration. Le 20 janvier 2025, un décret a eu pour effet de geler tous les règlements en instance qui n'avaient pas été publiés dans le registre fédéral pour examen. À l'heure actuelle, la date de publication définitive du règlement sur la détection et la réparation des fuites est incertaine. TC Énergie continuera de surveiller les résultats potentiels du règlement selon l'orientation fédérale et les discussions supplémentaires au niveau de l'industrie.

- **Gouvernement fédéral** : Le 22 novembre 2024, l'USEPA a proposé des modifications aux normes de performance pour les turbines à gaz fixes neuves, modifiées et reconstruites (en vertu de la sous-section KKKKa de la règle 40 CFR 60). Ces modifications visent à limiter les émissions des principaux polluants atmosphériques, en particulier les oxydes d'azote (NOx), en établissant des sous-catégories fondées sur la taille et en reconnaissant les distinctions entre les turbines fonctionnant à des charges ou à des facteurs de capacité variables. L'USEPA propose également que le meilleur système de réduction des émissions de NOx comprenne des contrôles de combustion avec réduction catalytique sélective (« RCS ») après combustion. Les incidences potentielles pour TC Énergie pourraient comprendre des coûts supplémentaires pour l'installation de la RCS et d'autres coûts accessoires pour la maintenance opérationnelle des nouvelles turbines à gaz qui fonctionnent à basse température et à haute utilisation. Toutefois, la règle proposée est toujours en cours d'évaluation, et il n'y a actuellement aucune date d'entrée en vigueur pour la règle proposée.
- **Michigan** : Le Department of Environment, Great Lakes, and Energy (« EGLE ») du Michigan évalue actuellement les exigences relatives aux RACT et les limites d'émission pour les principales sources fixes de NOx dans des comtés particuliers de l'État (zone de non-conformité pour l'ozone de 2015). Cela mènera 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 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 devrait fixer un plafond annuel pour les émissions de GES autorisées dans l'État. La publication d'un projet de règlement était prévue pour le début de 2025, mais le 15 janvier 2025, le gouverneur Hochul de l'État de New York a annoncé une pause afin de permettre la collecte d'informations supplémentaires et une plus grande mobilisation, de sorte que la date de début de la conformité est inconnue à l'heure actuelle. 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.
- **Oregon** : L'État a proposé de nouvelles règles pour son plan de protection du climat. La version précédente avait été invalidée par un tribunal d'État pour des raisons techniques. À l'instar de la règle précédente, le projet de libellé semble exclure les émissions de TC Énergie dans l'État, car il exempterait les « émissions provenant d'une source de contamination de l'air qui est détenue ou exploitée par un gazoduc interétatique et qui est exploitée en vertu d'un certificat de commodité et de nécessité publiques délivré par la Federal Energy Regulatory Commission ».

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. L'USEPA a finalisé le règlement en août 2023 et celui-ci est entré en vigueur le 26 février 2024. Nous continuerons d'évaluer l'incidence du règlement sur les projets futurs au cas par cas, et celle-ci dépendra des considérations propres au site et au projet et des travaux de remise en état pour chaque projet.

En plus des politiques mentionnées précédemment, 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

- En 2024, le gouvernement du Canada a adopté le projet de loi C-59, qui comprend une disposition visant à modifier la Loi sur la concurrence pour cibler les allégations non fondées au sujet des avantages pour l'environnement de produits ou d'activités commerciales, ce que l'on appelle communément l'« écoblanchiment ». La disposition sur l'écoblanchiment du projet de loi C-59 touche un large éventail d'industries et de sociétés, dont TC Énergie. Après l'adoption du projet de loi C-59, le Bureau de la concurrence du Canada a mené une consultation publique sur les directives de mise en œuvre et l'application de la disposition sur l'écoblanchiment. TC Énergie a participé au processus de consultation publique, et elle continuera de chercher à obtenir des clarifications sur la façon dont la nouvelle loi sera interprétée et appliquée.

D'autres obligations d'information liées à la durabilité sont 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 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 ou 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 (de la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge (du recouvrement) d'impôts à l'état consolidé des résultats.

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;
- 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 2024 et 2023, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit, à l'exception de la CFE, qui représentait environ 33 % de l'exposition brute. L'exposition brute correspond au montant non couvert des produits contractuels sur la durée des contrats, actualisé conformément au taux d'actualisation prévu par chaque contrat, selon le cas. À l'heure actuelle, il n'y a aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement de 22 millions de dollars avant impôts 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 2024 (recouvrement de 80 millions de dollars en 2023). Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2024 et 2023. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2024 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, 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 affaires décrites à la note 31 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2024, 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. Les affaires décrites à la note 31 « Engagements, éventualités et garanties » sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte qui n'a toutefois pas été jugé probable, et pour lesquelles une estimation raisonnable de la perte ne peut être formulée.

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 2024, 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 2024 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 2024, 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 2024 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 2024.

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 2024 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.

Le 1^{er} octobre 2024, nous avons finalisé la scission. Dans le cadre de la scission, les contrôles internes associés aux activités liées aux pipelines de liquides ont été transférés à South Bow. Nous sommes soumis à l'obligation contractuelle de maintenir des contrôles adéquats après la scission en ce qui concerne la prestation de services aux termes de la convention de services de transition.

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 2024 pour 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.

Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition effectué en 2023 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.

En mars 2022, une perte de valeur a été comptabilisée au titre de l'excédent de la valeur comptable par rapport à la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes. 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 du solde résiduel de l'écart d'acquisition.

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 2024, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes. 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.

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 au bilan des instruments dérivés

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Autres actifs à court terme	347	589
Autres actifs à long terme	122	155
Créditeurs et autres	(507)	(415)
Autres passifs à long terme	(209)	(106)
	(247)	223

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.

au 31 décembre 2024	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
(en millions de dollars)					
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction	(122)	(147)	3	25	(3)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture	(125)	(15)	(35)	(42)	(33)
	(247)	(162)	(32)	(17)	(36)

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)	2024	2023	2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latents au cours de l'exercice			
Produits de base	(71)	132	(11)
Change	(266)	246	(149)
Taux d'intérêt	(71)	—	—
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	199	192	46
Change	(152)	155	(2)
Taux d'intérêt	29	—	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice			
Produits de base	33	(2)	(73)
Taux d'intérêt	(52)	(43)	(3)

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. Les gains (pertes) réalisés et latents sur les dérivés sur taux d'intérêt sont inclus à leur montant net au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats.

2 En 2024, des gains latents de 6 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (néant en 2023 et 2022).

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 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2024 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.

Nous avons conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle nous accordons des prêts non renouvelables portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché. En décembre 2024, après la mise en service commerciale du gazoduc, Coastal GasLink LP a remboursé l'encours de 3 147 millions de dollars à payer à TC Énergie aux termes de la convention de prêt subordonné. Ce remboursement a ramené notre engagement en matière de financement à 228 millions de dollars au 31 décembre 2024.

Nous avons également conclu, avec Coastal GasLink LP, une convention régissant la facilité de crédit subordonnée renouvelable qui procure des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins des projets en cours de construction.

Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information sur les transactions avec des parties liées de Coastal GasLink LP.

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 et dont le solde de 1,2 milliard de dollars a été remboursé en totalité à l'échéance, le 15 mars 2022.

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)	2024	2023	2022	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	—	—	19	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	—	(19)	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	—	(28)	(Gains) pertes de change, montant net
Gains de change ¹	—	—	28	Bénéfice (perte) 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 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 de 2024 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2024				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième ¹	Deuxième ¹	Premier ¹
Produits découlant des activités poursuivies	3 577	3 358	3 327	3 509
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	971	1 457	963	1 203
découlant des activités poursuivies	1 069	1 349	793	988
découlant des activités abandonnées ²	(98)	108	170	215
Résultat comparable³	1 094	1 074	978	1 284
découlant des activités poursuivies	1 094	905	811	1 055
découlant des activités abandonnées ²	—	169	167	229
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	1,40 \$	0,93 \$	1,16 \$
découlant des activités poursuivies	1,03 \$	1,30 \$	0,77 \$	0,95 \$
découlant des activités abandonnées ²	(0,09) \$	0,10 \$	0,16 \$	0,21 \$
Résultat comparable par action ordinaire³	1,05 \$	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$
découlant des activités poursuivies	1,05 \$	0,87 \$	0,78 \$	1,02 \$
découlant des activités abandonnées ²	—	0,16 \$	0,16 \$	0,22 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire⁴	0,8225 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$

1 Les résultats des trimestres précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024.

3 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 25.

4 Les dividendes déclarés au quatrième trimestre de 2024 reflètent leur affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

2023 ¹				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits découlant des activités poursuivies	3 504	3 225	3 148	3 390
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 463	(197)	250	1 313
découlant des activités poursuivies	1 249	(325)	76	1 217
découlant des activités abandonnées ²	214	128	174	96
Résultat comparable³	1 403	1 035	981	1 233
découlant des activités poursuivies	1 192	848	767	1 089
découlant des activités abandonnées ²	211	187	214	144
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,41 \$	(0,19) \$	0,24 \$	1,29 \$
découlant des activités poursuivies	1,20 \$	(0,31) \$	0,07 \$	1,19 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,21 \$	0,12 \$	0,17 \$	0,10 \$
Résultat comparable par action ordinaire³	1,35 \$	1,00 \$	0,96 \$	1,21 \$
découlant des activités poursuivies	1,15 \$	0,82 \$	0,75 \$	1,07 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,20 \$	0,18 \$	0,21 \$	0,14 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$

1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour un exercice complet en 2023.

3 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 25.

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.

Comme il est indiqué à la page 10 de la section « Au sujet de la présente publication », les résultats du secteur Pipelines de liquides sont comptabilisés à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Afin de permettre une comparaison qui ait un sens, les analyses dans la présente rubrique sur les résultats trimestriels sont fondées sur les activités poursuivies, à moins d'indication contraire. Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les activités abandonnées tiennent compte des résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois, comparativement à un exercice complet de résultats du secteur Pipelines de liquides en 2023. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Dans le secteur Gazoducs, 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 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 trimestres

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. Se reporter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du quatrième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars (178 millions de dollars après impôts) lié à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au remboursement des billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024;
- des gains de change latents nets avant impôts de 143 millions de dollars (153 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;

- un recouvrement de 3 millions de dollars avant impôts (2 millions de dollars après impôts) 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, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants à la suite de la scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars (27 millions de dollars après impôts) se rapportant aux coûts de développement engagés dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration à ce projet;
- une charge avant impôts de 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du troisième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars (456 millions de dollars après impôts) sur la vente de PNGTS menée à terme le 15 août 2024;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 52 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts) 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, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars (3 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain avant impôts de 48 millions de dollars (63 millions de dollars après impôts) sur la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 3 millions de dollars (3 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement de 3 millions de dollars avant impôts (2 millions de dollars après impôts) 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, déduction faite de la participation sans contrôle;
- des coûts de 10 millions de dollars avant impôts (42 millions de dollars après impôts) au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du premier trimestre de 2024 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 55 millions de dollars (55 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement de 21 millions de dollars avant impôts (15 millions de dollars après impôts) 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;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars (26 millions de dollars après impôts) se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars (8 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du quatrième trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provision pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 55 millions de dollars (55 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une charge avant impôts de 36 millions de dollars (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 avant impôts de 15 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du troisième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars (1 179 millions de dollars après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 18 millions de dollars (14 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus;
- des gains de change latents nets avant impôts de 20 millions de dollars (20 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 1 million de dollars (néant 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 découlant des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 843 millions de dollars (809 millions de dollars après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 32 millions de dollars (25 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 9 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 11 millions de dollars (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 découlant des activités poursuivies du premier trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement avant impôts de 104 millions de dollars (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 dépréciation avant impôts de 13 millions de dollars (29 millions de dollars après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2024

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023 ¹
Gazoducs – Canada	506	692
Gazoducs – États-Unis	918	955
Gazoducs – Mexique	214	150
Énergie et solutions énergétiques	276	263
Siège social	(16)	(34)
Total du bénéfice sectoriel (des pertes sectorielles)	1 898	2 026
Intérêts débiteurs	(679)	(777)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	233	132
Gains (pertes) de change, montant net	(69)	89
Intérêts créditeurs et autres	120	119
Bénéfice (perte nette) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 503	1 589
(Charge) recouvrement d'impôts lié(e) aux activités poursuivies	(223)	(188)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 280	1 401
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts ²	(98)	214
Bénéfice net (perte nette)	1 182	1 615
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(183)	(128)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	999	1 487
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(24)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	971	1 463
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94	1,41
découlant des activités poursuivies	1,03 \$	1,20 \$
découlant des activités abandonnées ²	(0,09) \$	0,21 \$

1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023 ¹
Montants attribuables aux actions ordinaires		
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 280	1 401
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	(183)	(128)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	1 097	1 273
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(24)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	1 069	1 249
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts ²	(98)	214
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	971	1 463

1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2024, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies a diminué de 180 millions de dollars, ou 0,17 \$ par action ordinaire, par rapport à celui de la même période en 2023. La baisse s'explique surtout par l'effet net des postes particuliers mentionnés ci-dessus.

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

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023 ¹
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	1 069	1 249
Postes particuliers (avant impôts) :		
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt ²	(228)	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ³	(143)	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 ⁴	(3)	36
Charge de dépréciation au titre du projet Tundra	36	—
Coûts liés au projet Focus ⁵	9	15
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	(7)
Activités de gestion des risques ⁶	301	(91)
Impôts sur les postes particuliers⁷	55	(65)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	1 094	1 192
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	1,03 \$	1,20 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts)	0,02	(0,05)
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	1,05 \$	1,15 \$

1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.

2 En octobre 2024, TCPL a entrepris et achevé nos offres publiques d'achat en trésorerie visant l'achat et l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme à un escompte moyen pondéré de 7,73 %. De plus, nous avons remboursé les billets remboursables en circulation à leur valeur nominale. Ces extinctions de dettes ont donné lieu à un gain net avant impôts de 228 millions de dollars, principalement en raison des escomptes de juste valeur et des frais d'émission de titres d'emprunt non amortis. Le gain net à l'extinction de titres d'emprunt a été comptabilisé dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

3 En 2023, TCPL et TGNH sont devenues parties à une facilité de crédit renouvelable non garantie. 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 réévaluation et 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, nous excluons 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, déduction faite des participations sans contrôle.

4 En 2022, TGNH et la CFE ont conclu des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé. Comme l'exigent les PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une 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, qui fluctuera d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des hypothèses économiques et de l'information prospective. Cette provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, et par conséquent, nous avons exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour obtenir des précisions.

5 En 2022, nous avons lancé le projet Focus, qui comporte des 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 à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

6 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Gazoducs – États-Unis	(37)	(29)
Installations énergétiques au Canada	17	(6)
Installations énergétiques aux États-Unis	(2)	4
Stockage de gaz naturel	(20)	18
Taux d'intérêt	(71)	—
Change	(188)	104
	(301)	91
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	72	(24)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	(229)	67

7 Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable — activités poursuivies

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies 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)	2024	2023 ¹
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies		
Gazoducs – Canada	851	1 034
Gazoducs – États-Unis	1 200	1 225
Gazoducs – Mexique	234	208
Énergie et solutions énergétiques	341	266
Siège social	(7)	(18)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 619	2 715
Amortissement	(639)	(632)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(836)	(777)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	233	132
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(44)	40
Intérêts créditeurs et autres	120	119
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(168)	(253)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(163)	(128)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(24)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	1 094	1 192
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	1,05 \$	1,15 \$

1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de refléter les activités poursuivies seulement.

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison du quatrième trimestre de 2024 et du quatrième trimestre de 2023

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 décembre 2024 a été inférieur de 96 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA moins élevé du secteur Gazoducs – Canada, surtout attribuable à la diminution du résultat de Coastal GasLink découlant de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars en 2023, partiellement contrebalancée par l'augmentation des coûts transférables relatifs au réseau de NGTL;
- le BAIIA libellé en dollars US moins élevé du secteur Gazoducs – États-Unis, en raison principalement de la vente de PNGTS qui a été finalisée le 15 août 2024, de la diminution du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges moins élevées et de la baisse de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois, facteurs en partie compensés par le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et les ventes contractuelles supplémentaires;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus élevés de Bruce Power du fait de la production plus importante, au prix contractuel plus élevé et à la baisse des coûts d'interruption, en partie contrebalancés par le résultat inférieur des installations énergétiques au Canada imputable à la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique, du fait surtout de la quote-part du résultat plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'incidence de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts moins importante, partiellement compensées par le bénéfice moins élevé de TGNH en raison essentiellement de la hausse des coûts d'exploitation;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens équivalents du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a diminué de 27 millions de dollars US par rapport à celui de 2023 et il a été converti au taux de 1,40 en 2024, contre 1,36 en 2023. Il y a lieu de 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 BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison du quatrième trimestre de 2024 et du quatrième trimestre de 2023

Le résultat comparable découlant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 décembre 2024 a été inférieur de 98 millions de dollars, soit 0,10 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2023. Cette diminution 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 à la diminution des intérêts capitalisés, aux intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées en 2023 et à la baisse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme plus élevés, facteurs en partie compensés par les remboursements de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des émissions, et les gains réalisés sur les activités de gestion des risques menées pour gérer notre risque de taux d'intérêt;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable aux dépenses liées au projet de gazoduc Southeast Gateway, en partie contrebalancées les projets mis en service;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre risque de change relatif aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US et la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la charge d'impôts moins élevée attribuable à la diminution du résultat imposable et à l'exposition au change au Mexique, facteurs en partie contrebalancés par les écarts des taux d'imposition étrangers moins importants et la hausse des impôts sur le bénéfice transférable;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement attribuable à la vente d'une participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE au deuxième trimestre de 2024, au résultat imposable moins élevé des parcs éoliens au Texas et à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle libellé en dollars US.

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. Une partie de l'exposition restante est gérée 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 2024, 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. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

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

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars US)	2024	2023 ¹
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	859	900
Gazoducs au Mexique	167	153
	1 026	1 053
Amortissement	(191)	(192)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(440)	(473)
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	47
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	159	81
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(125)	(92)
	429	424
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars canadiens	1,40	1,36

¹ Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de refléter les activités poursuivies seulement.

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, dans les (gains) pertes de change, montant net et dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle 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.

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 aux sections « Risques financiers » 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 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50

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)	2024	2023
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	30	(16)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(21)	64
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	27	(38)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	(3)	—
	33	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.

2 Représente la portion attribuable aux participations sans contrôle relative à TGNH. Il y a lieu de se reporter à la section « Sièges sociaux » pour un complément d'information.

Points saillants par secteurs

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 186 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comparativement à la période correspondante de 2023.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison des pertes au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL était exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoyait un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procurait 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 a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, 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 BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 183 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat de Coastal GasLink en 2023 du fait de la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons;
- la hausse des impôts sur le bénéfice transférables et de l'amortissement relativement au réseau de NGTL, en partie contrebalancée par les pertes au titre des incitatifs.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 est demeuré essentiellement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2023.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a diminué de 37 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comparativement à la période correspondante de 2023 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 BAII comparable.

Le raffermissement du dollar US pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent libellé en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 a diminué de 41 millions de dollars US par rapport à la période correspondante de 2023 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- la diminution du résultat imputable à la vente de notre participation de 61,7 % dans PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- la diminution du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges moins élevées;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois;
- 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;
- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et de modernisation, ainsi que l'augmentation du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 est demeuré essentiellement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2023.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023 et il tient compte d'un recouvrement latent de 3 millions de dollars (perte latente de 36 millions de dollars en 2023) 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 du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre clos le 31 décembre 2024 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 14 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023 en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement attribuable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait de l'affaiblissement du peso mexicain et à la charge d'impôts moins élevée en raison surtout de l'effet du change. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer cette exposition, dont l'incidence est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé des résultats. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information;
- le résultat inférieur de TGNH découlant principalement de la hausse des coûts d'exploitation attribuable aux activités de maintien de l'intégrité réalisées au quatrième trimestre de 2024.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2023.

Énergie et solutions énergétiques

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars se rapportant aux coûts d'aménagement engagés dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration à ce projet;
- 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 75 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des apports de Bruce Power, en raison surtout de l'accroissement de la production, du prix contractuel plus élevé et de la baisse des coûts d'interruption, facteurs en partie contrôlés par l'augmentation des charges d'exploitation et des coûts d'amortissement. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- les résultats financiers à la baisse des installations énergétiques au Canada, essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu des coûts moindres en carburant sous forme de gaz naturel.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2023.

Siège social

La perte sectorielle du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 a diminué de 18 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2023. La perte sectorielle pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comprenait une charge avant impôts de 9 millions de dollars (15 millions de dollars en 2023) se rapportant aux coûts liés au projet Focus, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social correspond à une perte de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024, comparativement à une perte de 18 millions de dollars pour la période correspondante de 2023, et il tient compte des coûts partagés en 2023 relativement aux services généraux et aux fonctions de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été affectés aux activités abandonnées conformément aux PCGR des États-Unis. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 est demeuré essentiellement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2023.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS – ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Facteurs influant sur l'information financière par trimestres

Dans la section présentant les résultats trimestriels, nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR qui sont décrites à la page 25. 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.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du quatrième trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge de 85 millions de dollars avant impôts (72 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission, dont une tranche de 75 millions de dollars a été comptabilisée dans le bénéfice sectoriel et une tranche de 10 millions de dollars dans les intérêts créditeurs;
- une charge de 37 millions de dollars avant impôts (28 millions de dollars après impôts) au titre de notre estimation actuelle des coûts supplémentaires éventuels liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Ce montant représente notre quote-part de 86 % conformément aux dispositions d'indemnisation de la convention de scission;
- un recouvrement de 3 millions de dollars avant impôts (2 millions de dollars après impôts) découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du troisième trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge de 67 millions de dollars avant impôts (56 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- une charge de 21 millions de dollars avant impôts (16 millions de dollars après impôts) afférente à la cession d'actifs et aux activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 15 millions de dollars avant impôts (12 millions de dollars après impôts) découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du deuxième trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge de 29 millions de dollars avant impôts (26 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du premier trimestre de 2024 sont également exclus :

- une charge de 16 millions de dollars avant impôts (13 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du quatrième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de 25 millions de dollars avant impôts (23 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- des coûts de préservation et autres coûts de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts) se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- des frais financiers de 5 millions de dollars avant impôts (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 au cours de périodes antérieures;
- un recouvrement de 4 millions de dollars avant impôts (18 millions de dollars après impôts) 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.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du troisième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de 15 millions de dollars avant impôts (11 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- des coûts de préservation et autres coûts se rapportant aux actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars avant impôts (2 millions de dollars après impôts).

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du deuxième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge d'assurance de 36 millions de dollars avant impôts (36 millions de dollars après impôts) comptabilisé au titre de l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- des coûts de préservation et autres coûts se rapportant aux actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts).

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du premier trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de 62 millions de dollars avant impôts (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 (44 millions de dollars après impôts) et comprend des frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts);
- des coûts de préservation et autres coûts se rapportant aux actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts).

Résultats découlant des activités abandonnées

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2023 ²
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(109)	301
Intérêts débiteurs	—	(68)
Intérêts créditeurs et autres	(10)	2
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts	(119)	235
(Charge) recouvrement d'impôts	21	(21)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(98)	214
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées - de base	(0,09) \$	0,21 \$

1 Les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Il y lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information

2 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

Le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts correspond à une perte nette de 98 millions de dollars, soit une perte de 0,09 \$ par action, pour le trimestre clos le 31 décembre 2024, comparativement à un bénéfice net de 214 millions de dollars, soit 0,21 \$ par action, pour la période correspondante de 2023. La diminution reflète la conclusion de la scission le 1^{er} octobre 2024 et l'incidence nette des postes particuliers mentionnés plus haut.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts, et du résultat comparable découlant des activités abandonnées

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2023 ²
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(98)	214
Postes particuliers (avant impôts) :		
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	85	25
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	37	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(3)	5
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	5
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	—	(4)
Activités de gestion des risques	—	(20)
Impôts sur les postes particuliers³	(21)	(14)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	211
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	(0,09) \$	0,21 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,09	(0,01)
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	0,20 \$

1 Les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

2 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

3 Il y a lieu de se reporter à la page 107 pour un complément d'information.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités abandonnées

Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées 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)	2024 ¹	2023 ²
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	—	392
Amortissement	—	(85)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable ³	—	(63)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ⁴	—	2
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable ⁵	—	(35)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	211
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	0,20 \$

1 Les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

2 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.

3 Compte non tenu des frais financiers de 5 millions de dollars avant impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 liés à une charge découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

4 Compte non tenu des coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides de 10 millions de dollars avant impôts liés aux provisions d'assurance pour le trimestre clos le 31 décembre 2024.

5 Compte non tenu de l'incidence des impôts sur les postes particuliers susmentionnés et d'un recouvrement de 14 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2023 au titre de l'impôt minimum lié à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

BAIIA comparable et résultat comparable découlant des activités abandonnées

Le BAIIA comparable et le résultat comparable découlant des activités abandonnées se sont établis à néant pour le trimestre clos le 31 décembre 2024, contre un BAIIA comparable de 392 millions de dollars et un résultat comparable de 211 millions de dollars, ou 0,20 \$ par action ordinaire, pour la période correspondante de 2023. La diminution reflète la conclusion de la scission le 1^{er} octobre 2024.

Glossaire

Unités de mesure

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
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.
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.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
ESG	Questions environnementales, sociales et de gouvernance
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)
IFRS S2	Normes IFRS S2, Informations à fournir en lien avec les changements climatiques.
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
SENER	Secretaría de Energía ou ministère de l'Énergie du Mexique
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
TNFD	Groupe de travail sur l'information financière liée à la nature
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 2024 et 2023 et met en évidence les changements importants survenus entre 2023 et 2022, 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 2024 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



Sean O'Donnell
Vice-président directeur et chef des finances

Le 13 février 2025

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 2024 et 2023, 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 2024, 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 2024 et 2023, 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 2024 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 2024, 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 13 février 2025, 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.

Question critique de l'audit

La question critique de l'audit présentée ci-après est l'élément découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui a été communiqué au comité d'audit, ou qui doit l'être, et qui : 1) porte sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés; et 2) fait intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La présentation d'une question critique de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur la question critique de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elle se rapporte.

Appréciation qualitative de la dépréciation de l'écart d'acquisition des unités d'exploitation Columbia et ANR

Comme il est mentionné aux notes 2 et 14 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 10 588 millions de dollars et à 2 803 millions de dollars au 31 décembre 2024. 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 2024.

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.

/s/ KPMG s.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 13 février 2025

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 2024, 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 2024, 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 2024 et 2023, 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 2024, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 13 février 2025 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 annuel 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.

/s/ KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 13 février 2025

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2024	2023	2022
Produits (note 6)			
Gazoducs – Canada	5 600	5 173	4 764
Gazoducs – États-Unis	6 339	6 229	5 933
Gazoducs – Mexique	870	846	688
Énergie et solutions énergétiques	954	1 019	924
Siège social	8	—	—
	13 771	13 267	12 309
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	1 558	1 310	999
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (note 7)	—	(2 100)	(3 048)
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	4 413	4 073	4 228
Achats de produits de base revendus	217	80	22
Impôts fonciers	820	781	727
Amortissement	2 535	2 446	2 262
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition (note 14)	—	—	571
	7 985	7 380	7 810
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs (note 30)	620	—	—
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 20)	3 019	2 966	2 300
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(784)	(575)	(369)
(Gains) pertes de change, montant net (note 22)	147	(320)	185
Intérêts créditeurs et autres	(324)	(272)	(140)
	2 058	1 799	1 976
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	5 906	3 298	474
Charge (recouvrement) d'impôts découlant des activités poursuivies (note 19)			
Exigibles	495	864	363
Reportés	427	(22)	(41)
	922	842	322
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 984	2 456	152
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts (note 4)	395	612	633
Bénéfice net (perte nette)	5 379	3 068	785
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 23)	681	146	37
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	4 698	2 922	748
Dividendes sur les actions privilégiées	104	93	107
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires			
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 984	2 456	152
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 23)	681	146	37
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	4 303	2 310	115
Dividendes sur les actions privilégiées	104	93	107
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	4 199	2 217	8
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts	395	612	633
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire - de base et dilué (note 24)			
Activités poursuivies	4,05 \$	2,15 \$	0,01 \$
Activités abandonnées	0,38 \$	0,60 \$	0,63 \$
	4,43 \$	2,75 \$	0,64 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,7025 \$	3,72 \$	3,60 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 24)			
De base	1 038	1 030	995
Dilué	1 038	1 030	996

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)	2024	2023	2022
Bénéfice net (perte nette)	5 379	3 068	785
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	1 602	(1 141)	1 494
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	(25)	—	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(18)	17	(36)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	35	—	(39)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(16)	74	42
Gains actuariels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	83	(11)	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	(6)	—	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	173	(211)	867
Autres éléments du résultat étendu (note 26)	1 828	(1 272)	2 397
Résultat étendu	7 207	1 796	3 182
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	1 584	(220)	45
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	5 623	2 016	3 137
Dividendes sur les actions privilégiées	104	93	107
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	5 519	1 923	3 030

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)	2024	2023	2022
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	5 379	3 068	785
Amortissement	2 788	2 778	2 584
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres (notes 4 et 14)	21	(4)	453
Impôts reportés (note 19)	493	11	174
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	(1 608)	(1 377)	(1 054)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (note 7)	—	2 100	3 048
Distributions activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	1 675	1 254	1 025
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 27)	11	(17)	(29)
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs (note 30)	(620)	—	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(512)	(367)	(248)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers (note 28)	340	(342)	135
Provision pour pertes sur créances attendues (note 28)	(22)	(83)	163
(Gains) pertes de change sur des prêts	(216)	44	28
Autres	(232)	(4)	(50)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 29)	199	207	(639)
Retrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 696	7 268	6 375
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 5)	(6 308)	(8 007)	(6 678)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 5)	(50)	(142)	(49)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 5, 7 et 11)	(4 683)	(4 149)	(3 433)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 30)	—	(307)	—
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net (notes 7 et 12)	—	250	(11)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	7	10	571
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 30)	791	33	—
Autres distributions participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	3 686	23	2 632
Montants reportés et autres	(352)	2	(41)
(Sorties) retrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 909)	(12 287)	(7 009)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	341	(6 299)	766
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	8 089	15 884	2 508
Remboursements sur la dette à long terme	(9 273)	(3 772)	(1 338)
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 30)	419	5 328	—
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 465	—	1 008
Trésorerie transférée à South Bow, déduction faite du règlement de dettes	(244)	—	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 953)	(2 787)	(3 192)
Dividendes sur les actions privilégiées	(99)	(92)	(106)
Apports des participations sans contrôle	21	—	—
Distributions aux participations sans contrôle et autres	(755)	(173)	(87)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	88	4	1 905
Actions privilégiées rachetées (note 25)	—	—	(1 000)
Gains (pertes) sur règlement d'instruments financiers	27	—	23
(Sorties) retrées nettes liées aux activités de financement	(3 874)	8 093	487
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	210	(16)	94
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(2 877)	3 058	(53)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	3 678	620	673
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	801	3 678	620

Comprend les activités poursuivies et abandonnées. Il y lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information sur les flux de trésorerie découlant des activités abandonnées.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)		2024	2023
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		801	3 678
Débiteurs		2 611	2 427
Stocks		747	771
Autres actifs à court terme (note 8)		1 339	1 419
Actif à court terme découlant des activités abandonnées (note 4)		235	3 077
		5 733	11 372
Immobilisations corporelles (note 9)		77 501	69 451
Investissement net dans des contrats de location (note 10)		2 477	2 263
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)		10 636	9 240
Placements restreints		2 998	2 532
Actifs réglementaires (note 13)		2 682	2 330
Écart d'acquisition (note 14)		13 670	12 532
Autres actifs à long terme (note 15)		2 410	2 881
Actif à long terme découlant des activités abandonnées (note 4)		136	12 433
		118 243	125 034
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer (note 16)		387	—
Créditeurs et autres (note 17)		5 297	4 305
Dividendes à payer		874	979
Intérêts courus		828	913
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 20)		2 955	2 938
Passif à court terme découlant des activités abandonnées (note 4)		170	2 682
		10 511	11 817
Passifs réglementaires (note 13)		5 303	4 703
Autres passifs à long terme (note 18)		1 051	991
Passifs d'impôts reportés (note 19)		6 884	6 972
Dette à long terme (note 20)		44 976	49 976
Billets subordonnés de rang inférieur (note 21)		11 048	10 287
Passif à long terme découlant des activités abandonnées (note 4)		110	1 280
		79 883	86 026
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 24)		30 101	30 002
Émissions et en circulation :	31 décembre 2024 – 1 039 millions d'actions		
	31 décembre 2023 – 1 037 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 25)		2 499	2 499
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)		(5 241)	(2 997)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 26)		233	49
Participations assurant le contrôle		27 592	29 553
Participations sans contrôle (note 23)		10 768	9 455
		38 360	39 008
		118 243	125 034

Engagements, éventualités et garanties (note 31)

Entités à détenteurs de droits variables (note 32)

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)	2024	2023	2022
Actions ordinaires (note 24)			
Solde au début de l'exercice	30 002	28 995	26 716
Actions émises :			
Exercice d'options sur actions	99	4	183
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	1 003	342
Aux termes d'une offre publique, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 754
Solde à la fin de l'exercice	30 101	30 002	28 995
Actions privilégiées (note 25)			
Solde au début de l'exercice	2 499	2 499	3 487
Rachat d'actions	—	—	(988)
Solde à la fin de l'exercice	2 499	2 499	2 499
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	—	722	729
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(5)	9	(7)
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 30)	(41)	(3 537)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	46	2 806	—
Solde à la fin de l'exercice	—	—	722
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)			
Solde au début de l'exercice	(2 997)	819	3 773
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	4 698	2 922	748
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 842)	(3 839)	(3 595)
Dividendes sur les actions privilégiées	(104)	(93)	(95)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides (note 4)	(2 950)	—	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	(46)	(2 806)	—
Rachat d'actions privilégiées	—	—	(12)
Solde à la fin de l'exercice	(5 241)	(2 997)	819
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 26)			
Solde au début de l'exercice	49	955	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	946	(379)	2 389
Incidence des participations sans contrôle (note 30)	(21)	(527)	—
Scission des activités liées aux pipelines de liquides (note 4)	(741)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	233	49	955
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	27 592	29 553	33 990
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	9 455	126	125
Cession de participations et de participations sans contrôle (note 30)	461	9 451	—
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas (note 30)	—	222	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 23)	681	146	37
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	903	(366)	8
Apports des participations sans contrôle	21	—	—
Distributions déclarées aux participations sans contrôle	(753)	(124)	(44)
Solde à la fin de l'exercice	10 768	9 455	126
Total des capitaux propres	38 360	39 008	34 116

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 quatre secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs - Mexique 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 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 41 121 km (25 552 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 49 681 km (30 870 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 2 885 km (1 791 milles).

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur Énergie et solutions énergétiques est principalement constitué des participations de la société dans environ 4 650 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.

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 de ses activités liées aux pipelines de liquides. Les actionnaires de TC Énergie ont voté en faveur du plan en juin 2024 et, le 1^{er} octobre 2024, la société a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation (« South Bow »).

Le 25 septembre 2024, les actionnaires de TC Énergie ont reçu, en échange de chaque action ordinaire de TC Énergie détenue, une nouvelle action de TC Énergie et 0,2 action ordinaire de South Bow. Les activités de négociation dans le cadre d'opérations normalisées relativement aux actions ordinaires de TC Énergie ont repris à la TSX et à la NYSE le 2 octobre 2024. Les actions ordinaires de South Bow ont commencé à se négocier dans le cadre d'opérations normalisées à la TSX le 2 octobre 2024 et à la NYSE le 8 octobre 2024, sous le symbole SOBO. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

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.

La scission représente un repositionnement stratégique qui a eu un effet important sur les activités de la société et ses résultats financiers consolidés. Les résultats historiques des activités liées aux pipelines de liquides sont, par conséquent, présentés en tant qu'activités abandonnées et ils ont été exclus des activités poursuivies et des informations sectorielles pour toutes les périodes présentées. Quant aux notes afférentes aux états financiers consolidés, elles ne reflètent que les activités poursuivies, sauf indication contraire. Avant la scission, les activités liées aux pipelines de liquides étaient majoritairement présentées en tant que le secteur Pipelines de liquides de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » et à la note 5 « Informations sectorielles » pour un complément d'information.

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés 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 ces estimations et jugements sont établis ou qu'elles sont de nature subjective. Ces estimations et jugements comprennent notamment 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 14).

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 :

- les dispositions d'indemnisation prévues dans la convention de scission de South Bow (note 4);
- la recouvrabilité et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 9);
- la répartition de la contrepartie entre les composantes locatives et non locatives d'un contrat qui contient un contrat de location (note 10);
- 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 10 et 28);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 13);
- la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 18);
- 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 19);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 27);
- la juste valeur des instruments financiers (note 28);
- la juste valeur des actifs du parc éolien Fluvanna et du parc éolien Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») (note 30);
- les engagements et provisions au titre des éventualités et garanties (note 31).

TC Énergie continue d'évaluer les répercussions 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 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 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 recouvrés 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 recouvrer 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 recouvrer 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.

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, 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 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'était engagée par contrat à fournir, tout au long de l'exercice, des services de construction de gazoduc à une entité qu'elle détient partiellement contre des frais d'aménagement. Ces frais étaient considérés comme une contrepartie variable en raison des dispositions de remboursement que prévoit le contrat. La société a comptabilisé son estimation de la contrepartie variable la plus probable à laquelle elle avait droit. Les frais d'aménagement ont été constatés au fil du temps à mesure que les services ont été 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 interétatiques 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 produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont 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 des pipelines loués. Les produits tirés de ces services sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat.

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 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.

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 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 créditeurs 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 qui 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 une 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 une 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 une 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 sur le bénéfice 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 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, un actif est comptabilisé 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'acquérir 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 dérivés sur 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 recouvrés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés 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 de conventions comptables en 2024

Informations sectorielles

En novembre 2023, le Financial Accounting Standards Board (« 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 sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et pour les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2025. La société a adopté les directives le 1^{er} janvier 2024. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Informations sectorielles ».

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. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2024 et l'adoption de celles-ci n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

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 les exercices ouverts à compter du 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. La société prévoit adopter les directives prospectivement et elle n'entend pas les adopter par anticipation. Elle évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés et elle ne prévoit pas que ces directives auront une incidence significative sur sa situation financière ou ses résultats d'exploitation.

Ventilation des charges inscrites à l'état des résultats

En novembre 2024, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent des informations supplémentaires concernant la nature des charges portées à l'état des résultats. La nouvelle norme exige la présentation d'informations sur les catégories précises de charges inscrites aux postes des charges à l'état des résultats ainsi que des informations concernant les frais de vente. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2028. L'adoption anticipée est permise. Les directives peuvent être appliquées prospectivement, l'adoption rétrospective étant permise. La société prévoit adopter les directives prospectivement et elle n'entend pas les adopter par anticipation. Elle évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés.

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

Ententes

Aux termes de la scission conclue le 1^{er} octobre 2024 décrite à la note 1 « Description de l'activité de TC Énergie », TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes visant à définir les paramètres et les lignes directrices régissant leur relation continue. Une convention de services de transition a été établie précisant certains services que TC Énergie fournira à South Bow pour une période d'au plus deux ans. Parmi ces services, citons l'accès aux réseaux que South Bow pourra continuer d'utiliser et le soutien nécessaire jusqu'à ce que l'entité ait mis en place de nouveaux réseaux en vue de soutenir ses processus d'affaires ainsi que les services de gestion des entrepôts.

Une entente portant sur les questions fiscales a été conclue dans le but d'encadrer les droits et obligations de TC Énergie et de South Bow en matière de fiscalité après la scission. L'entente impose à TC Énergie et à South Bow certaines restrictions dans le but de préserver l'admissibilité de la scission à l'exonération fiscale. Advenant le cas où la scission n'était pas exonérée d'impôt, l'entente prévoit la répartition des passifs d'impôts en attribuant la responsabilité à TC Énergie ou à South Bow si la non-admissibilité est imputable à des mesures, à des événements ou à des transactions, ou encore à des manquements à l'égard de déclarations ou de garanties par cette entité.

Une convention de scission a été établie visant à partager les actifs et les passifs entre TC Énergie et South Bow. La convention stipule notamment que TC Énergie indemniserait South Bow à hauteur de 86 % des passifs et coûts nets totaux liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 du réseau d'oléoducs Keystone en décembre 2022 ainsi qu'aux différends existants en matière de tarifs variables relatifs au pipeline Keystone (exclusion faite de toute conséquence future sur les tarifs variables après le 1^{er} octobre 2024), jusqu'à concurrence d'un passif maximal de 30 millions de dollars, au total, pour ces deux questions.

Au 31 décembre 2023, la société avait comptabilisé un passif cumulatif total au titre des mesures environnementales liées à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 de 794 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne pouvaient pas être établies. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, soit avant la scission, les montants versés relativement au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 92 millions de dollars (676 millions de dollars pour la période de douze mois close le 31 décembre 2023). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, la société a reçu un montant de 99 millions de dollars (575 millions de dollars en 2023) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. La société a aussi reçu un produit d'assurance de 36 millions de dollars obtenu auprès de sa filiale d'assurance captive en propriété exclusive. Aux termes de la convention de scission, toutes les indemnités d'assurance futures reviendront à TC Énergie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, la société a inscrit une charge avant impôts de 37 millions de dollars correspondant à son estimation actuelle des coûts supplémentaires pouvant découler de l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Ce montant représente la quote-part de 86 % de TC Énergie conformément aux dispositions d'indemnisation prévues dans la convention de scission.

Les montants qui ont été établis à l'égard de ces questions sont constatés aux postes « Actif à court terme découlant des activités abandonnées » et « Passif à court terme découlant des activités abandonnées ». En raison des incertitudes inhérentes aux montants définitifs devant être réglés aux termes de ces indemnités, les montants qui pourraient être ultimement à payer à l'égard de ces passifs nets envers South Bow pourraient différer de façon significative des montants comptabilisés au 31 décembre 2024.

Coûts de scission

Les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent principalement les coûts internes se rapportant à la scission, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit et les autres honoraires de consultation, les provisions d'assurance ainsi que les charges financières nettes se rapportant aux titres d'emprunt émis et aux fonds entiercés. Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 197 millions de dollars (167 millions de dollars après impôts) et de 40 millions de dollars (34 millions de dollars après impôts), respectivement, ont été inclus au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice » à l'état consolidé des résultats.

Régimes de retraite

Dans le cadre de la scission, certains employés de TC Énergie sont devenus des employés de South Bow. Avant la scission, ces employés au Canada et aux États-Unis participaient aux régimes PD, aux régimes CD et aux régimes d'épargne, selon le cas. À compter du 1^{er} octobre 2024, les obligations au titre de régimes PD en ce qui a trait aux employés passant de TC Énergie à South Bow ont été transférées à South Bow. Une demande de transfert d'actifs afférente au régime PD canadien sera préparée au début de 2025 précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow. Les actifs du régime PD canadien devant être transférés à South Bow sont assujettis à l'approbation de la part des organismes de réglementation et ils seront transférés à l'obtention de l'approbation. Au 31 décembre 2024, ces actifs, qui étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie, ont été pris en compte au poste « Actif à long terme découlant des activités abandonnées » et une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à long terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. Au 31 décembre 2024, les actifs afférents au régime PD américain avaient été transférés en totalité à South Bow.

Titres d'emprunt de South Bow

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC, deux filiales en propriété exclusive de la société à cette date, ont effectué un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens. Une tranche du produit net équivalant à environ 6,2 milliards de dollars canadiens a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024 et des billets de premier rang non garantis de 1,3 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »). Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales.

Présentation des activités abandonnées

Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont présentées en tant qu'activités abandonnées. La présentation des activités abandonnées de la société tient compte des produits et des charges directement attribuables aux activités liées aux pipelines de liquides. Ainsi, les résultats des activités abandonnées excluent les coûts partagés afférents aux services rendus par les fonctions du siège social et de la gouvernance de TC Énergie en faveur du secteur Pipelines de liquides et dont les coûts ont été, par le passé, attribués à ce secteur. La charge d'amortissement se rapportant aux actifs partagés du siège social a également été exclue des résultats des activités abandonnées. La société a choisi d'attribuer aux activités abandonnées une partie des intérêts débiteurs engagés au niveau du siège social.

Les montants des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées.

Bénéfice découlant des activités abandonnées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024 ¹	2023	2022
Produits	2 217	2 667	2 668
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	50	67	55
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	806	814	704
Achats de produits de base revendus	387	437	512
Impôts fonciers	84	116	121
Amortissement	253	332	322
Charges de dépréciation d'actifs et autres	21	(4)	(118)
	1 551	1 695	1 541
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	716	1 039	1 182
Charges financières			
Intérêts débiteurs	218	297	288
Intérêts créditeurs et autres	(21)	30	(6)
	197	327	282
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	519	712	900
Charge (recouvrement) d'impôts	124	100	267
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice	395	612	633

1 Représente le bénéfice du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023 et en 2022.

Actif et passif des activités abandonnées

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
ACTIF		
Actif à court terme		
Débiteurs	—	1 782
Stocks	—	211
Autres actifs à court terme	235	1 084
	235	3 077
Immobilisations corporelles	—	11 118
Participations comptabilisées à la valeur de comptabilisation	—	1 074
Autres actifs à long terme	136	241
	371	15 510
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	170	2 682
	170	2 682
Autres passifs à long terme	110	127
Passifs d'impôts reportés	—	1 153
	280	3 962

La scission a donné lieu à la décomptabilisation des actifs nets du secteur Pipelines de liquides pour un montant de 3 691 millions de dollars. La réduction des actifs nets a été traitée comme une diminution de 2 950 millions de dollars au poste « Bénéfices non répartis (déficit cumulé) » et de 741 millions de dollars au poste « Cumul des autres éléments du résultat étendu » à l'état consolidé des capitaux propres.

Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	670	1 026	709
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(89)	87	502

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

Le président et chef de la direction est le principal décideur opérationnel de la société. Ce dernier a recours au bénéfice sectoriel (à la perte sectorielle) pour évaluer le rendement des secteurs, prendre des décisions en matière d'investissements de capitaux et effectuer des comparaisons avec les concurrents de TC Énergie.

Les renseignements sur les secteurs de la société s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2024				Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique			
Produits	5 600	6 339	870	954	8	13 771
Produits intersectoriels ²	—	99	—	49	(148)	—
	5 600	6 438	870	1 003	(140)	13 771
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	34	341	283	900	—	1 558
Coûts d'exploitation ²	(2 246)	(2 381)	(132)	(700)	9 ³	(5 450)
Amortissement	(1 382)	(955)	(92)	(101)	(5) ³	(2 535)
Autres éléments sectoriel ⁴	10	610	—	—	—	620
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 016	4 053	929	1 102	(136)	7 964
Intérêts débiteurs						(3 019)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						784
Gains (pertes) de change, montant net						(147)
Intérêts créditeurs et autres						324
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies, avant les impôts sur le bénéfice						5 906
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(922)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						4 984
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice						395
Bénéfice net (perte nette)						5 379
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(681)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						4 698
Dividendes sur les actions privilégiées						(104)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						4 594
Dépenses d'investissement⁵						
Dépenses en immobilisations	1 273	2 568	2 228	62	50	6 181
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	5	—	45	—	50
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁶	827	2	—	717	—	1 546
	2 100	2 575	2 228	824	50	7 777
Activités abandonnées						127
						7 904

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 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 Comprennent les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

4 Les autres éléments sectoriels comprennent un gain net (une perte nette) sur la vente d'actifs.

5 Incluses dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

6 Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le secteur Gazoducs - Canada à hauteur de 3,1 milliards de dollars ont été compensés par les autres distributions des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour un montant équivalent, mais sont comptabilisés à leur montant brut dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2023				Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)			Gazoducs – Canada			
Produits	5 173	6 229	846	1 019	—	13 267
Produits intersectoriels ²	—	101	—	22	(123)	—
	5 173	6 330	846	1 041	(123)	13 267
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	220	324	78	688	—	1 310
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation ²	(2 058)	(2 189)	(39)	(633)	(15) ³	(4 934)
Amortissement	(1 325)	(934)	(89)	(92)	(6) ³	(2 446)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(90)	3 531	796	1 004	(144)	5 097
Intérêts débiteurs						(2 966)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						575
Gains (pertes) de change, montant net						320
Intérêts créditeurs et autres						272
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies, avant les impôts sur le bénéfice						3 298
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(842)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						2 456
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice						612
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'investissement⁴						
Dépenses en immobilisations	2 953	2 536	2 292	144	33	7 958
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	1 080	33	12 249
Activités abandonnées						49
						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 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 Comprennent les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

4 Incluses dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

exercice clos le 31 décembre 2022				Énergie et solutions énergé- tiques	Siège social ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)			Gazoducs – Canada			
Produits	4 764	5 933	688	924	—	12 309
Produits intersectoriels ²	—	132	—	12	(144)	—
	4 764	6 065	688	936	(144)	12 309
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	18	292	122	539	28 ³	999
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(3 048)	—	—	—	—	(3 048)
Coût d'exploitation ²	(1 976)	(2 282)	(221)	(570)	72 ⁴	(4 977)
Amortissement	(1 198)	(887)	(98)	(72)	(7) ⁴	(2 262)
Autres éléments sectoriels ⁵	—	(571)	—	—	—	(571)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(1 440)	2 617	491	833	(51)	2 450
Intérêts débiteurs						(2 300)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						369
Gains (pertes) de change, montant net ³						(185)
Intérêts créditeurs et autres						140
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies, avant les impôts sur le bénéfice						474
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(322)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						152
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice						633
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'investissement⁶						
Dépenses en immobilisations	3 274	2 137	1 027	93	41	6 572
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	49	—	49
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁷	1 445	—	—	752	—	2 197
	4 719	2 137	1 027	894	41	8 818
Activités abandonnées						143
						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 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 12 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

4 Comprennent les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

5 Les autres éléments sectoriels comprennent une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Écart d'acquisition » pour un complément d'information.

6 Inclues dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

7 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 12 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Actif total par secteurs		
Gazoducs – Canada	31 167	29 782
Gazoducs – États-Unis	56 304	50 499
Gazoducs – Mexique	15 995	12 003
Énergie et solutions énergétiques	10 217	9 525
Siège social	4 189	7 715
	117 872	109 524
Activités abandonnées	371	15 510
	118 243	125 034

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Produits			
Canada – marché intérieur	5 579	5 337	4 920
Canada – exportations	953	821	765
États-Unis	6 369	6 263	5 936
Mexique	870	846	688
	13 771	13 267	12 309

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Immobilisations corporelles		
Canada	26 354	26 434
États-Unis	40 580	35 640
Mexique	10 567	7 377
	77 501	69 451

6. PRODUITS

Ventilation des produits

exercice clos le 31 décembre 2024					
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	5 586	5 382	438	—	11 406
Électricité	—	—	—	266	266
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	14	869	124	383	1 390
	5 600	6 251	562	649	13 062
Autres produits ³					
Produits tirés de contrats de location-vente ⁴	—	88	—	305	393
Produits tirés du siège social ⁵	—	—	—	—	8
	5 600	6 339	870	954	13 771

- 1 Comprennent des produits de 14 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 98 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 Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH ») mis en service. Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 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 10 « Contrats de location » et à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 4 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 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 5 Comprennent des produits de 7 millions de dollars générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow, Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2023					
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	5 141	5 107	442	—	10 690
Électricité	—	—	—	427	427
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	32	874	125	363	1 394
	5 173	5 981	567	790	12 511
Autres produits ³					
Produits tirés de contrats de location-vente ⁴	—	248	—	229	477
	5 173	6 229	846	1 019	13 267

- 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 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 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 10 « Contrats de location » et à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 4 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 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2022					
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	4 696	4 621	507	—	9 824
Électricité	—	—	—	490	490
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	68	1 298	54	391	1 811
	4 764	5 919	561	881	12 125
Autres produits ^{3,4}	—	14	—	43	57
Produits tirés de contrats de location-vente ⁵	—	—	127	—	127
	4 764	5 933	688	924	12 309

- 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 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 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 10 « Contrats de location » et à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 4 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 13 « Entreprises à tarifs réglementés ».
- 5 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 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	Poste visé au bilan consolidé
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 452	1 388	Débiteurs
Actifs sur contrats (note 8)	165	151	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme (note 15)	608	457	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹ (note 17)	30	47	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme ¹	—	2	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, des produits de 41 millions de dollars (47 millions de dollars en 2023) 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 la filiale de la société établie au Mexique, Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« 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 2024, 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 chiffraient à environ 29,1 milliards de dollars, dont une tranche de 6,4 milliards de dollars devrait être comptabilisée en 2025.

Une part importante des produits de la société n'est pas prise en compte dans les informations portant sur les produits futurs ci-dessus du fait que la société a choisi les exemptions relatives aux informations à fournir suivantes :

- les produits au titre des coûts d'exploitation transférables, ou autres contreparties variables similaires, qui sont comptabilisés à hauteur du montant que la société peut facturer au client;
- la contrepartie variable relative aux produits tirés des services de transport interruptibles et aux produits tirés des contrats de production d'électricité s'il existe un degré d'incertitude relatif à l'estimation du montant des produits futurs;
- les produits pour les périodes s'étendant au-delà de l'échéance des droits approuvés en vertu des règlements tarifaires en vigueur relativement aux contrats de transport et de stockage réglementé du secteur Gazoducs - États-Unis de la société lorsque des tarifs maximums doivent être perçus auprès des expéditeurs;
- les produits pour les périodes s'étendant au-delà de l'échéance des droits approuvés en vertu des règlements tarifaires en vigueur relativement aux contrats de capacité ferme réglementés du secteur Gazoducs - Canada de la société.

7. COASTAL GASLINK

Le 18 novembre 2024, Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») a signé une entente commerciale avec LNG Canada (« LNGC ») et chacun des cinq participants de LNGC (les « participants de LNGC ») ayant franchi l'étape de la mise en service commerciale du gazoduc, ce qui a permis de percevoir des droits auprès des clients rétroactivement jusqu'au 1^{er} octobre 2024. L'entente prévoit également que les participants de LNGC effectueront un paiement non récurrent de 199 millions de dollars en faveur de TC Énergie à la suite de l'achèvement de certains travaux et du règlement définitif des coûts. Les participants de LNGC doivent effectuer le paiement à la première des éventualités suivantes, soit trois mois après avoir déclaré la mise en service de l'installation de LNGC, soit le 15 décembre 2025. TC Énergie comptabilise en totalité ce paiement, conformément aux modalités contractuelles convenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP, comme une distribution de capitaux propres en substance de la part de Coastal GasLink LP et il est pris en compte à titre de débiteurs et de participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2024.

Convention de prêt subordonné

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle la société consent à Coastal GasLink LP des prêts non renouvelables portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché dans le but de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 31 décembre 2023, le montant total disponible aux termes de ce prêt s'établissait à 3 375 millions de dollars.

Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, étaient soumis à l'obligation contractuelle d'effectuer des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le règlement de l'encours aux termes de la convention de prêt subordonné. Du fait qu'il était prévu que la société participerait, dans une grande proportion, au règlement de l'encours, les montants prélevés aux termes de la convention de prêt subordonné ont été considérés comme des apports de capitaux propres en substance et présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Le remboursement à la société des montants exigibles de Coastal GasLink LP est comptabilisé comme une distribution de capitaux propres en substance et présenté au poste « Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des flux de trésorerie de la société.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, Coastal GasLink LP a prélevé un montant de 627 millions de dollars (2 520 millions de dollars en 2023) aux termes de la convention de prêt subordonné.

Le 17 décembre 2024, à la suite de la mise en service commerciale déclarée du gazoduc, Coastal GasLink LP a remboursé un montant de 3 147 millions de dollars à TC Énergie conformément à la convention de prêt subordonné. La quote-part de la société des apports de capitaux propres nécessaires pour financer le remboursement de l'encours du prêt par Coastal GasLink LP se chiffrait à 3 137 millions de dollars. Ce remboursement a réduit à 228 millions de dollars au 31 décembre 2024 l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné. Au 31 décembre 2024, le montant total qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par Coastal GasLink LP s'établissait à 228 millions de dollars (855 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, l'encours aux termes de la convention de prêt subordonné était de néant (2 520 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Convention régissant la facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

La société a conclu une convention régissant sa facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée avec Coastal GasLink LP pour y ajouter une nouvelle facilité procurant des liquidités à court terme et de la souplesse financière aux fins des projets en cours de construction. Les facilités prévues en vertu de cette convention portent intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché. La capacité d'emprunt combinée des facilités s'élève à 120 millions de dollars (100 millions de dollars au 31 décembre 2023) et l'encours était de néant aux 31 décembre 2024 et 2023.

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

En février 2023, Coastal GasLink LP a annoncé une hausse du coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink. Comme il a été mentionné précédemment, il était prévu que les apports de capitaux propres visant à financer le coût en capital accru seraient principalement fournis par TC Énergie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 jusqu'au trimestre clos le 30 septembre 2023, le fait qu'il était attendu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné soient principalement fournis par TC Énergie représentait une indication d'incidence défavorable importante sur la juste valeur estimative de la participation de la société dans Coastal GasLink LP. La société a effectué des évaluations pour chacune des périodes et conclu que, pour chaque période visée par une évaluation, 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. Par conséquent, la société a inscrit une charge de dépréciation cumulative avant impôts de 5 148 millions de dollars, ou de 4 586 millions de dollars après impôts, entre le 31 décembre 2022 et le 30 septembre 2023. Aucune autre perte de valeur durable afférente à la participation de la société dans Coastal GasLink LP n'a été détectée depuis et aucune autre charge de dépréciation n'a été comptabilisée.

Au 31 décembre 2024, la valeur comptable de la participation de la société dans Coastal GasLink LP se chiffrait à 1 006 millions de dollars (294 millions de dollars en 2023).

8. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Juste valeur des contrats dérivés (note 28)	347	589
Tranche à court terme de l'investissement net dans des contrats de location (note 10)	333	306
Actifs sur contrats (note 6)	165	151
Trésorerie donnée en garantie	128	28
Actifs réglementaires (note 13)	123	76
Charges payées d'avance	86	87
Crédits d'émission	75	94
Autres	82	88
	1 339	1 419

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2024			2023		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	20 497	7 413	13 084	20 232	6 855	13 377
Postes de compression	7 146	2 497	4 649	6 603	2 349	4 254
Postes de comptage et autres	1 668	883	785	1 589	830	759
	29 311	10 793	18 518	28 424	10 034	18 390
En construction	503	—	503	787	—	787
	29 814	10 793	19 021	29 211	10 034	19 177
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 907	8 165	2 742	10 729	7 996	2 733
Postes de compression	4 540	3 448	1 092	4 437	3 354	1 083
Postes de comptage et autres	749	331	418	729	308	421
	16 196	11 944	4 252	15 895	11 658	4 237
En construction	163	—	163	147	—	147
	16 359	11 944	4 415	16 042	11 658	4 384
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	2 927	1 742	1 185	2 846	1 682	1 164
En construction	31	—	31	23	—	23
	2 958	1 742	1 216	2 869	1 682	1 187
	49 131	24 479	24 652	48 122	23 374	24 748
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	14 826	1 472	13 354	12 952	1 247	11 705
Postes de compression	6 153	677	5 476	5 310	559	4 751
Postes de comptage et autres	4 570	455	4 115	4 074	372	3 702
	25 549	2 604	22 945	22 336	2 178	20 158
En construction	891	—	891	771	—	771
	26 440	2 604	23 836	23 107	2 178	20 929
ANR						
Pipeline	2 477	745	1 732	2 117	657	1 460
Postes de compression	4 446	938	3 508	3 928	773	3 155
Postes de comptage et autres	1 832	521	1 311	1 625	458	1 167
	8 755	2 204	6 551	7 670	1 888	5 782
En construction	853	—	853	404	—	404
	9 608	2 204	7 404	8 074	1 888	6 186

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2024			2023		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
Columbia Gulf	4 127	304	3 823	3 600	256	3 344
GTN	3 405	1 467	1 938	2 992	1 295	1 697
Great Lakes	2 602	1 537	1 065	2 359	1 401	958
Autres ²	1 695	628	1 067	2 071	800	1 271
	11 829	3 936	7 893	11 022	3 752	7 270
En construction	694	—	694	584	—	584
	12 523	3 936	8 587	11 606	3 752	7 854
	48 571	8 744	39 827	42 787	7 818	34 969
Gazoducs – Mexique³						
Pipeline	2 590	523	2 067	2 290	422	1 868
Postes de compression	476	107	369	447	82	365
Postes de comptage et autres	398	99	299	395	85	310
	3 464	729	2 735	3 132	589	2 543
En construction	7 807	—	7 807	4 823	—	4 823
	11 271	729	10 542	7 955	589	7 366
Énergie et solutions énergétiques						
Production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel	1 273	671	602	1 239	637	602
Stockage de gaz naturel et autres	873	281	592	845	256	589
Production d'énergies renouvelables	779	54	725	581	19	562
	2 925	1 006	1 919	2 665	912	1 753
En construction	56	—	56	153	—	153
	2 981	1 006	1 975	2 818	912	1 906
Siège social	944	439	505	909	447	462
	112 898	35 397	77 501	102 591	33 140	69 451

1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP et la portion canadienne de Great Lakes.

2 Ces données comprennent North Baja, Tuscarora, Louisiana Intrastate, Crossroads, les activités de commercialisation de l'électricité aux États-Unis et l'entreprise d'exploitation des minéraux. Le 15 août 2024, la société a finalisé la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »). Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, la société a décomptabilisé un montant de néant (407 millions de dollars en 2023) 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 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.

10. 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)	2024	2023
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	117	105
Produits tirés de la sous-location	(6)	(4)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	111	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)	2024	2023
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	74	72
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	96	83

aux 31 décembre		
	2024	2023
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	13 ans	13 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,3 %	3,3 %

Le tableau suivant affiche les échéances relatives aux obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Moins de un an	73	71
Entre un an et deux ans	73	68
Entre deux et trois ans	66	66
Entre trois et quatre ans	64	59
Entre quatre et cinq ans	63	58
Plus de cinq ans	275	224
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	614	546
Intérêt théorique	(103)	(89)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	511	457

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)	2024	2023
Créditeurs et autres (note 17)	60	57
Autres passifs à long terme (note 18)	451	400
	511	457

Au 31 décembre 2024, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 480 millions de dollars (435 millions de dollars en 2023), 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 2026 et 2035.

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.

La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 s'est établie à 114 millions de dollars (112 millions de dollars en 2023; 110 millions de dollars en 2022).

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)	2024	2023
Moins de un an	107	111
Entre un an et deux ans	76	94
Entre deux et trois ans	9	70
Entre trois et quatre ans	10	—
Entre quatre et cinq ans	10	—
Plus de cinq ans	55	—
	267	275

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation s'élevaient respectivement à 697 millions de dollars et à 351 millions de dollars au 31 décembre 2024 (646 millions de dollars et 333 millions de dollars, respectivement, en 2023).

Contrats de location-vente

Les gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes et Tula sont regroupés en un contrat de transport ferme libellé en dollar US qui se prolonge jusqu'en 2055 et qui a été conclu entre TGNH et la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »).

Le contrat de transport regroupé contient un contrat de location comportant de multiples composantes locatives et non locatives. Les composantes locatives prévues dans le contrat de transport représentent la capacité disponible pour la CFE fournie par les gazoducs en service de TGNH au 31 décembre 2024. 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. 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 2024, la société n'a conclu aucun nouveau contrat de location-vente (407 millions de dollars en 2023).

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)	2024	2023
Moins de un an	333	305
Entre un an et deux ans	333	305
Entre deux et trois ans	333	305
Entre trois et quatre ans	333	305
Entre quatre et cinq ans	333	305
Plus de cinq ans	8 499	8 102
	10 164	9 627

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)	2024	2023
Investissement net dans des contrats de location		
Paiements minimaux futurs au titre de la location	10 164	9 627
Produits locatifs non gagnés	(7 323)	(7 006)
Créances locatives	2 841	2 621
Provision pour pertes sur créances attendues ¹	(59)	(76)
Valeur actualisée de la valeur résiduelle non garantie	28	24
	2 810	2 569
Tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme (note 8)	(333)	(306)
	2 477	2 263

1 Comprend des pertes de change de 6 millions de dollars (néant en 2023).

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 2024, la société a inscrit des produits tirés de contrats de location-vente de 308 millions de dollars (279 millions de dollars en 2023; 127 millions de dollars en 2022).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, la société a comptabilisé un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 23 millions de dollars (recouvrement de 73 millions de dollars en 2023; charge de 149 millions de dollars en 2022) lié à l'investissement net dans des contrats de location qui a été inscrit dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

11. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2024	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	
		2024	2023	2022	2024	2023
Gazoducs – Canada						
TQM ¹	50 %	17	17	17	160	166
Coastal GasLink ^{1,2}	35 %	17	203	1	1 006	294
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border	50 %	130	101	92	647	599
Millennium	47,5 %	95	109	103	(21)	476
Iroquois	50 %	100	98	77	221	227
Autres	Divers	16	16	20	135	120
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas	60 %	283	78	150	1 403	1 078
Énergie et solutions énergétiques						
Bruce Power ¹	48,3 %	900	690	537	7 043	6 242
Autres	Divers	—	(2)	2	42	38
		1 558	1 310	999	10 636	9 240

1 Classée en tant qu'EDDV. Il y a lieu de se reporter à la note 32 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » pour un complément d'information

Paiement 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 LNGC à la fin de 2023. Ces avancées ont conféré à Coastal GasLink LP le droit de recevoir un paiement incitatif de 200 millions de dollars de LNGC, qui a été porté au poste « Débiteurs » au bilan consolidé et au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date. Le paiement incitatif a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie en février 2024.

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 2024, 2023 et 2022 se sont établies comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Distributions			
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 607	1 158	955
Remboursement du prêt subordonné par Coastal GasLink ^{1,2}	3 147	—	—
Remboursements sur la dette de Sur de Texas ^{2,3}	—	—	2 404
Autres ²	539	23	228
	5 293	1 181	3 587
Apports²			
Apports à Coastal GasLink LP ¹	3 964	3 231	1 414
Financement par emprunt de Sur de Texas ³	—	—	1 199
Apports à d'autres participations comptabilisés à la valeur de consolidation	719	918	783
	4 683	4 149	3 396

1 En décembre 2024, TC Énergie a effectué des apports en capitaux propres de 3 137 millions de dollars à Coastal GasLink LP, qui a affecté cette somme au remboursement, en faveur de TC Énergie, de l'encours aux termes de la convention de prêt subordonné. Les apports et le remboursement ont été inscrits dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

2 Inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidés des flux de trésorerie.

3 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 12 « 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)	2024	2023	2022
Bénéfice			
Produits	6 962	6 197	5 681
Charges d'exploitation et autres charges	(3 783)	(3 343)	(3 290)
Bénéfice net	3 026	2 457	2 031
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	1 558	1 310	999

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Bilan		
Actif à court terme	3 959	3 279
Actif à long terme	44 835	41 270
Passif à court terme	(2 111)	(2 403)
Passif à long terme	(21 729)	(21 894)

Au 31 décembre 2024, la valeur comptable cumulative des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de la société était inférieur de 769 millions de dollars (278 millions de dollars en 2023) 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 7 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

12. 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, construire et exploiter le gazoduc Coastal GasLink. La société a conclu avec Coastal GasLink LP une convention de prêt subordonné et une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » 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)	2024	2023	2022	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	—	—	19	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	—	(19)	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	—	(28)	(Gains) pertes de change, montant net
Gains de change ¹	—	—	28	Bénéfice (perte) découlant 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 intersociétés libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé avec un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars US consenti par TC Énergie 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.

13. 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 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. L'Agence d'évaluation d'impact du Canada continue d'évaluer les projets désignés.

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

Antérieurement au 31 décembre 2024, le réseau de NGTL était exploité en vertu du règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 (le « règlement 2020-2024 »). Le règlement 2020-2024 prévoyait un RCA approuvé de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, offrait au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissaient sous le seuil spécifié et fournissait 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.

En septembre 2024, la REC a approuvé un nouveau règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans (le « règlement de 2025-2029 visant NGTL »), qui a pris effet le 1^{er} janvier 2025. Le règlement instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par le conseil d'administration de la société (le « conseil ») de l'affectation de capitaux d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement d'un nouveau plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation.

Le règlement de 2025-2029 visant NGTL maintient un RCA de 10,1 % sur une participation en actions ordinaires présumée de 40 % tout en augmentant les taux d'amortissement du réseau de NGTL. À cela s'ajoutent un incitatif permettant au réseau de NGTL de saisir l'occasion d'augmenter davantage les taux d'amortissement si les tarifs sont inférieurs aux seuils précisés ou que des projets de croissance sont entrepris. Le règlement de 2025-2029 visant NGTL prévoit un nouveau mécanisme incitatif visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, qui s'appuie sur le mécanisme incitatif relatif à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec nos clients. Le règlement actuel prévoit une disposition de révision si les tarifs sont supérieurs à un seuil prédéterminé ou si la société n'obtient pas les approbations nécessaires visant le plan de croissance pluriannuel.

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 efficiences 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 et l'amortissement du montant restant a débuté en 2024 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 est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en février 2022 (le « règlement de 2022 visant Columbia Gas »). Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} avril 2025 et Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2026. 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.

En septembre 2024, Columbia Gas a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums de transport entrant en vigueur le 1^{er} avril 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement sous réserve de l'issue de la procédure.

ANR Pipeline

ANR Pipeline est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 2022 (le « règlement de 2022 visant ANR »). Le 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. Le règlement prévoit aussi une majoration des tarifs en août 2024 au titre de certains projets de modernisation. En 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 août 2023 qui a pris effet le 1^{er} mars 2024 (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 tarifaire approuvé par la FERC le 26 avril 2022 (le « règlement de 2022 visant Great Lakes »), lequel 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 de tarifs établis conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC le 6 septembre 2023 (le « règlement de 2023 visant Tuscarora »). Le règlement de 2023 visant Tuscarora prévoyait des réductions tarifaires progressives le 1^{er} février 2023 et d'autres le 1^{er} février 2025. Le règlement de 2023 visant Tuscarora prévoit un moratoire expirant le 1^{er} décembre 2028. Tuscarora est tenue de déposer une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} décembre 2028.

Gas Transmission Northwest

Le 29 septembre 2023, Gas Transmission Northwest (« GTN ») a déposé 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. Le 9 août 2024, GTN a déposé un règlement auprès de la FERC proposant une résolution toutes les questions en suspens concernant le dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA. La FERC a approuvé le règlement le 21 octobre 2024.

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 prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)	2024	2023
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	s. o.	2 593	2 204
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	56	29
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,3}	s. o.	—	54
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	1-5	39	11
Autres	s. o.	117	108
		2 805	2 406
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 8)		123	76
		2 682	2 330
Passifs réglementaires			
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁵	s. o.	2 686	2 252
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁶	s. o.	1 197	1 137
Comptes d'ajustement à court terme et de stabilisation des droits du réseau principal au Canada ^{7,8}	s. o.	553	437
Coût de retrait des installations ⁹	s. o.	376	351
Compte d'ajustement provisoire du réseau principal au Canada ⁷	6	322	376
Impôts reportés ¹	s. o.	188	198
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	s. o.	122	6
Compte d'ajustement à long terme du réseau principal au Canada ^{7,10}	2	74	111
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	50	23
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ¹¹	s. o.	45	42
Autres	s. o.	43	54
		5 656	4 987
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 17)		353	284
		5 303	4 703

- 1 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.
- 2 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.
- 3 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.
- 4 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.
- 5 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.
- 6 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.
- 7 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.
- 8 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 et l'amortissement du montant restant a débuté en 2024, du fait que les seuils prédéfinis ont été atteints, sur la durée précisée dans l'entente de règlement.
- 9 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.
- 10 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.
- 11 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 45 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2024 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

14. 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)	2024		2023	
	Dollars canadiens	Dollars US	Dollars canadiens	Dollars US
Columbia Pipeline Group, Inc.	10 588	7 351	9 708	7 351
ANR	2 803	1 946	2 570	1 946
Great Lakes	176	122	161	122
North Baja	70	48	63	48
Tuscarora	33	23	30	23
	13 670	9 490	12 532	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 2023	12 843
Variations des taux de change	(311)
Solde au 31 décembre 2023 ¹	12 532
Variations des taux de change	1 138
Solde au 31 décembre 2024¹	13 670

¹ Représente le montant brut de l'écart d'acquisition se chiffrant à 15 405 millions de dollars au 31 décembre 2024 (14 267 millions de dollars en 2023), déduction faite de la dépréciation cumulée de 1 735 millions de dollars (1 735 millions de dollars en 2023).

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2024, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes. Elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de toutes les 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.

Great Lakes

En mars 2022, une perte de valeur de 571 millions de dollars (531 millions de dollars après impôts) a été constatée au titre de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de notre unité d'exploitation Great Lakes. Il existe un risque que les 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 résiduel.

15. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 27)	758	518
Actifs de contrat à long terme (note 6)	608	457
Actifs d'impôts reportés (note 19)	428	1 319
Projets d'investissement en cours d'aménagement	164	234
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 28)	122	155
Autres	330	198
	2 410	2 881

16. BILLETS À PAYER

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2024		2023	
	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré
Canada ¹	308	4,7 %	—	—
États-Unis (55 \$ US en 2024; néant en 2023)	79	4,7%	—	—
	387		—	

1 Au 31 décembre 2024, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens d'un montant de néant (néant en 2023) et des billets libellés en dollars US d'un montant de 214 millions de dollars US (néant en 2023).

Au 31 décembre 2024, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés au Canada par TCPL et aux États-Unis par TranscCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »).

Au 31 décembre 2024, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,2 milliards de dollars (12,9 milliards de dollars en 2023). 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)			2024		2023
Emprunteurs	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹	Total des facilités
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogées²					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2029	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 2025	1,0 US	0,7 US	2,5 US
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2027	2,5 US	2,5 US	2,5 US
Columbia Pipelines Holding Company LLC ³	Servant à appuyer le programme de papier commercial et aux fins générales de l'emprunteur, garantie par TCPL	Décembre 2027	1,5 US	1,5 US	1,0 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 ⁴	1,1	2,0 ⁴

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 2024, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière.

3 Columbia Pipelines Holding Company LLC (« CPHC LLC ») est une filiale détenue en partie de TC Énergie, dont la participation sans contrôle est de 40 %.

4 Ou l'équivalent en dollars US.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées a été de 18 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 (16 millions de dollars en 2023; 14 millions de dollars en 2022).

17. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Fournisseurs	3 699	3 092
Juste valeur des contrats dérivés (note 28)	507	415
Passifs réglementaires (note 13)	353	284
Passifs d'impôts	143	76
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 10)	60	57
Passifs sur contrats (note 6)	30	47
Autres	505	334
	5 297	4 305

18. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 10)	451	400
Juste valeur des contrats dérivés (note 28)	209	106
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	108	64
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 27)	94	97
Autres	189	324
	1 051	991

19. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Canada	1 219	(344)	(2 133)
Pays étrangers	4 687	3 642	2 607
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 906	3 298	474

Charge d'impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Exigibles			
Canada	102	61	41
Pays étrangers	393	803	322
	495	864	363
Reportés			
Canada	135	8	(459)
Pays étrangers	292	(30)	418
	427	(22)	(41)
Charge d'impôts	922	842	322

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 906	3 298	474
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	23,0 %	23,0 %	23,0 %
Charge d'impôts prévue	1 358	759	109
Exposition au change au Mexique	(246)	132	9
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(227)	(260)	(174)
Bénéfice tiré des participations sans contrôle et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(224)	(56)	(54)
Différence des taux d'imposition étrangers	167	(84)	(216)
(Gains) et pertes en capital non imposables	18	182	173
Incidence des ajustements liés à l'inflation au Mexique	7	1	24
Provision pour moins-value (reprise)	4	182	198
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	196
Perte de valeur de l'écart d'acquisition non déductible	—	—	91
Autres	65	(14)	(34)
Charge d'impôts	922	842	322

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 987	1 664
Report prospectif d'intérêts refusés	115	—
Montants reportés réglementaires et autres	612	583
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	467	206
Autres	143	160
	3 324	2 613
Moins : provision pour moins-value	931	690
	2 393	1 923
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	6 488	5 599
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 280	1 043
Impôts sur les besoins en produits futurs	612	496
Instruments financiers	168	168
Autres	301	270
	8 849	7 576
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 456	5 653

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à long terme (note 15)	428	1 319
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	6 884	6 972
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 456	5 653

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 931 millions de dollars et de 690 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement aux 31 décembre 2024 et 2023. 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. Au 31 décembre 2023, la société avait comptabilisé une provision pour moins-value totalisant 358 millions de dollars 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 2024. 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 2024, 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 sera réalisé.

Au 31 décembre 2024, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 6 740 millions de dollars (6 593 millions de dollars en 2023) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2044. La société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffrant à 599 millions de dollars (478 millions de dollars en 2023) 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 des crédits d'impôts minimums des sociétés en Ontario de 161 millions de dollars (140 millions de dollars en 2023), qui échoient de 2026 à 2044. Au 31 décembre 2024, 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 2023). Au 31 décembre 2024, la société avait constaté un avantage au titre des intérêts débiteurs refusés au Canada de 480 millions de dollars (néant en 2023), lequel montant peut être reporté prospectivement indéfiniment.

Au 31 décembre 2024, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 518 millions de dollars US (47 millions de dollars US en 2023) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2034.

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 1 728 millions de dollars au 31 décembre 2024 (1 443 millions de dollars en 2023).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2024, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 387 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 791 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2023; versements de 394 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2022).

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)	2024	2023	2022
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	85	91	80
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	3	9	6
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(2)	(1)	—
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	5	16	7
Diminutions brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	(2)	—	—
Règlement	(13)	—	—
Caducité des délais de prescription	(4)	(30)	(2)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	72	85	91

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 2024 comprend un montant de 1 million de dollars au titre du recouvrement d'intérêts (charge de 3 millions de dollars en 2023; charge de 6 millions de dollars en 2022). Au 31 décembre 2024, la société avait constaté 19 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (20 millions de dollars en 2023; 18 millions de dollars en 2022). 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 2024, 2023 et 2022 et aucune pénalité n'était inscrite aux 31 décembre 2024, 2023 et 2022.

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 2016 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 2016 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral d'importance au Mexique a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2018 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.

20. DETTE À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2024		2023	
		Encours	Taux d'intérêt ¹	Encours	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2052	13 141	4,7 %	15 466	4,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (11 792 \$ US en 2024; 16 167 \$ US en 2023)	2025 à 2049	16 985	5,5 %	21 349	5,0 %
		30 126		36 815	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA		—	—	100	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2024 et en 2023)	2026	47	7,5 %	43	7,5 %
		551		647	
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (6 500 \$ US en 2024; 6 100 \$ US en 2023)	2025 à 2063	9 362	6,0 %	8 055	6,1 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 900 \$ US en 2024; 1 000 \$ US en 2023)	2026 à 2034	2 737	5,9 %	1 320	6,2 %
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 047 \$ US en 2024; 1 172 \$ US en 2023)	2025 à 2037	1 509	3,7 %	1 548	4,1 %
TC PIPELINES, LP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (850 \$ US en 2024 et en 2023)	2025 à 2027	1 224	4,2 %	1 122	4,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (375 \$ US en 2024 et en 2023)	2030 à 2035	540	4,4 %	495	4,4 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM²					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (néant en 2024; 250 \$ US en 2023)		—	—	330	2,8 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (104 \$ US en 2024; 125 \$ US en 2023)	2028 à 2030	150	7,6 %	165	7,6 %

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2024		2023	
		Encours	Taux d'intérêt ¹	Encours	Taux d'intérêt ¹
TC ENERGIA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
Emprunt à terme de premier rang non garanti					
En dollars US (1 370 \$ US en 2024; 1 800 \$ US en 2023)	2028	1 973	7,2 %	2 377	7,7 %
Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang					
En dollars US (néant en 2024; 185 \$ US en 2023)	2028	—	—	244	7,7 %
		1 973		2 621	
		48 172		53 118	
Tranche à court terme de la dette à long terme					
		(2 955)		(2 938)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette					
		(252)		(312)	
Ajustements de la juste valeur ³					
		11		108	
		44 976		49 976	

- 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 15 août 2024, l'acquéreur a pris en charge des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS dans le cadre de la vente de PNGTS. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 3 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 109 millions de dollars (119 millions de dollars en 2023) afférent à l'acquisition de Columbia Pipeline Group Inc. Ces ajustements tiennent compte également d'une diminution de 139 millions de dollars (11 millions de dollars en 2023) attribuable au risque de taux d'intérêt couvert ainsi que d'une augmentation de 41 millions de dollars (néant en 2023) attribuable au risque de taux d'intérêt lié aux couvertures abandonnées. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2024, 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)	2025	2026	2027	2028	2029
Remboursements de capital sur la dette à long terme	2 955	2 810	3 158	6 083	1 333

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 2024 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					
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	Août 2024	1 242 US	Variable
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ²	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis ³	Mars 2026	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis ³	Mars 2026	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme ³	Mars 2026	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme ³	Mars 2026	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 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	400 US	5,70 %
	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					
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	400 US	5,10 %
	Janvier 2024	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2034	500 US	5,68 %
	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 %

1 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission qui a été remboursé intégralement en août 2024 au moment de l'émission des billets de premier rang non garantis par 6297782 LLC. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

2 L'emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023.

3 En octobre 2024, les billets remboursables sur demande ont été remboursés à leur valeur nominale.

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 2024 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 2024	Billets de premier rang non garantis	1 250 US	1,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ¹	850 US	6,20 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	739 US	2,50 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	441 US	4,88 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ¹	400 US	Variable
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	313 US	4,75 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	201 US	5,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	180 US	5,10 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ¹	600	5,42 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ²	575	4,18 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ¹	400	Variable
	Août 2024	Emprunt à terme ³	1 242 US	Variable
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable
	Octobre 2023	Billets de premier rang non garantis	625 US	3,75 %
	Septembre 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	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 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
ANR PIPELINE COMPANY				
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %
TC ENERGIA MEXICANA, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates en 2024	Emprunt à terme de premier rang non garanti	430 US	Variable
	Diverses dates en 2024	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	185 US	Variable
	Diverses dates en 2023	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	315 US	Variable
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Novembre 2023	Emprunt à terme non garanti	32 US	Variable

1 En octobre 2024, les billets remboursables sur demande ont été remboursés à leur valeur nominale.

2 En octobre 2024, TCPL a racheté et annulé des billets à un escompte moyen pondéré de 7,73 %, en guise de règlement des offres publiques d'achat en trésorerie.

3 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission qui a été remboursé intégralement en août 2024 au moment de l'émission des billets de premier rang non garantis par 6297782 LLC. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

En octobre 2024, TCPL a entrepris et finalisé ses offres publiques d'achat en trésorerie visant le rachat aux fins d'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme à un escompte moyen pondéré de 7,73 %. De plus, la société a remboursé des billets remboursables sur demande en circulation à leur valeur nominale. Le remboursement de la dette a donné lieu à un gain net de 228 millions de dollars avant impôts, essentiellement en raison de l'escompte de juste valeur et de la constatation des frais d'émission non amortis relatifs à la dette se rapportant à ces billets. Le gain net à l'extinction de titres d'emprunt a été porté au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Intérêts sur la dette à long terme	2 800	2 562	1 883
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	638	617	543
Intérêts sur la dette à court terme	60	165	153
Intérêts capitalisés	(191)	(187)	(27)
Amortissement et autres charges financières ¹	158	106	36
Gain à l'extinction de titres d'emprunt	(228)	—	—
	3 237	3 263	2 588
Intérêts attribués aux activités abandonnées (note 4)	(218)	(297)	(288)
	3 019	2 966	2 300

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 3 398 millions de dollars en 2024 (2 931 millions de dollars en 2023; 2 478 millions de dollars en 2022) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

21. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

aux 31 décembre		2024		2023	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	Encours	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours	Taux d'intérêt effectif ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ²	2067	1 440	6,2 %	1 320	6,5 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,88 % ^{3,4}	2075	1 080	7,5 %	990	7,8 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,13 % ^{3,4}	2076	1 729	8,0 %	1 585	8,3 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{3,4}	2077	2 161	7,2 %	1 981	7,5 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{3,4}	2077	1 500	6,8 %	1 500	7,0 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{3,4}	2079	1 584	7,7 %	1 453	8,0 %
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	1 152	7,3 %	1 056	7,1 %
		11 146		10 385	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(98)		(98)	
		11 048		10 287	

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.

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.

22. (GAINS) PERTES DE CHANGE, MONTANT NET

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024	2023	2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (note 28)	418	(401)	151
Autres	(271)	81	34
	147	(320)	185

23. 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 2024	Bénéfice (perte) attribuable aux participations sans contrôle			Participations sans contrôle	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2024	2023	2022	2024	2023
Columbia Gas et Columbia Gulf	40 % ¹	571	143	—	9 844	9 167
Portland Natural Gas Transmission System	Néant ¹	30	41	37	—	106
Parcs éoliens au Texas	100 % ^{1,2}	(29)	(38)	—	168	182
TGNH	13,01 % ¹	109	—	—	756	—
		681	146	37	10 768	9 455

1 Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Des investisseurs en avantages fiscaux détiennent 100 % des participations de catégorie A, auxquelles un pourcentage des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué. TC Énergie détient 100 % des participations de catégorie B.

24. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2022	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
Exercice d'options	1 607	99
En circulation au 31 décembre 2024	1 039 095	30 101

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 après la scission

Le 1^{er} octobre 2024, dans le cadre de la scission, les actionnaires de TC Énergie ont reçu, en échange de chaque action ordinaire de TC Énergie détenue, une nouvelle action ordinaire de TC Énergie et 0,2 action ordinaire de South Bow. Il y a lieu de se reporter à la note 1 « Description de l'activité de TC Énergie » pour un complément d'information.

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.

Bénéfice net (perte nette) par action de base et dilué(e)

Le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées est calculé en divisant le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées 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 aux 31 décembre			
(en millions)	2024	2023	2022
De base	1 038	1 030	995
Dilué	1 038	1 030	996

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à court terme (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2024	7 436	62,36 \$	
Exercice	(363)	56,85 \$	
Extinction/expiration	(598)	63,70 \$	
En cours au 30 septembre 2024	6 475	62,54 \$	3,5
Options pouvant être exercées au 30 septembre 2024	4 975	63,54 \$	3,0
Annulation le 1 ^{er} octobre 2024	(6 475)	62,54 \$	
Émission le 1 ^{er} octobre 2024	5 889	59,72 \$	
Exercice	(1 244)	54,49 \$	
Extinction/expiration	(171)	72,17 \$	
En cours au 31 décembre 2024	4 474	60,69 \$	3,6
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2024	3 169	62,50 \$	3,1

Le 1^{er} octobre 2024, dans le cadre de la scission, toutes les options sur actions en cours de TC Énergie ont été annulées et un nombre équivalent de nouvelles options sur actions de TC Énergie ont été émises en faveur d'employés de TC Énergie encore en poste et d'anciens employés de TC Énergie visés (autres que celles transférées à South Bow dans le cadre de la scission) détenant encore des options sur actions de TC Énergie. Le prix d'exercice des nouvelles options sur actions de TC Énergie a été ajusté de manière à tenir compte de la variation de la valeur des actions ordinaires de TC Énergie après la scission. Aucune autre option sur actions n'a été attribuée en 2024.

Au 31 décembre 2024, 3 621 343 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. Avec prise d'effet en 2024, la société n'émet plus d'options sur actions aux employés et aux dirigeants.

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	2024 ¹	2023	2022
Juste valeur moyenne pondérée	—	7,88 \$	8,24 \$
Durée prévue (en années) ²	—	5,1	5,4
Taux d'intérêt	—	2,9 %	1,6 %
Volatilité ³	—	24 %	22 %
Rendement de l'action	—	6,3 %	5,5 %

1 Avec prise d'effet en 2024, la société n'émet plus d'options sur actions aux employés et aux dirigeants.

2 La durée prévue est fonction des options qui ont été exercées par le passé.

3 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 6 millions de dollars en 2024 (9 millions de dollars en 2023; 10 millions de dollars en 2022). Au 31 décembre 2024, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis étaient inférieurs à 1 million de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 0,7 an.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2024	2023	2022
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	17	—	33
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	99	76	89
Total des actions aux droits acquis	1,5 million	1,5 million	1,6 million

Au 31 décembre 2024, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées et celle du total des options en cours étaient respectivement de 20 millions de dollars et de 34 millions de dollars.

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 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.

25. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2024	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		
							2024	2023	2022
							(en millions de dollars canadiens)		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	18 424	4,94 % ⁴	1,23475 \$	25,00 \$	31 décembre 2029	Série 2	456	360	360
Série 2	3 576	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	31 décembre 2029	Série 1	83	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 ⁵	Variable	25,00 \$	30 juin 2025	Série 3	97	97	97
Série 5	12 071	1,95 %	0,48725 \$	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 6	294	294	294
Série 6	1 929	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 5	48	48	48
Série 7	24 000	5,99 % ⁴	1,49625 \$	25,00 \$	30 avril 2029	Série 8	589	589	589
Série 9	16 703	5,08 % ⁴	1,27 \$	25,00 \$	30 octobre 2029	Série 10	410	442	442
Série 10	1 297	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	30 octobre 2029	Série 9	32	—	—
Série 11	10 000	3,35 %	0,83775 \$	25,00 \$	28 novembre 2025	Série 12	244	244	244
							2 499	2 499	2 499

- 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.
- 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).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- Le taux fixe des dividendes a augmenté, passant de 3,48 % à 4,94 % pour les actions privilégiées de série 1 le 31 décembre 2024, de 3,90 % à 5,99 % pour les actions privilégiées de série 7 le 30 avril 2024 et de 3,76 % à 5,08 % pour les actions privilégiées de série 9 le 30 octobre 2024, et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Aucune action privilégiée de série 7 n'a été convertie à la date de conversion du 30 avril 2024.
- Le taux variable des dividendes trimestriels est de 5,40 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 31 décembre 2024 au 31 mars 2025, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 4,76 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2024 au 31 mars 2025, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 5,52 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2024 au 30 janvier 2025, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,33 % pour les actions privilégiées de série 10 pour la période allant du 30 octobre 2024 au 30 janvier 2025, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.

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, de série 6 et de série 10. Les porteurs des actions privilégiées de série 2, de série 4, de série 6 et de série 10 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, de série 6 et de série 10 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 décembre 2024, 42 200 actions privilégiées de série 1 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 2 et 3 889 020 actions privilégiées de série 2 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 1.

Le 30 octobre 2024, 1 297 203 actions privilégiées de série 9 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 10.

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.

26. 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 2024	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	1 582	20	1 602
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers ¹	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(23)	5	(18)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	46	(11)	35
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(20)	4	(16)
Gains actuariels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	107	(24)	83
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)	—	(6)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	230	(57)	173
Autres éléments du résultat étendu	1 891	(63)	1 828

1 Représente les gains liés aux écarts de conversion des participations assurant le contrôle et des participations sans contrôle se rapportant à PNGTS. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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 actuariels 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

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 2022	(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	—	74	—	(16)	58
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(231)	74	(11)	(211)	(379)
Incidence des participations sans contrôle ²	(527)	—	—	—	(527)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2023	(317)	(35)	(55)	456	49
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	692	35	83	188	998
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{3,4}	(15)	(16)	(6)	(15)	(52)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	677	19	77	173	946
Incidence des participations sans contrôle ⁵	(21)	—	—	—	(21)
Incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁶	(741)	—	—	—	(741)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2024	(402)	(16)	22	629	233

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassement au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés aux participations sans contrôle de 903 millions de dollars (pertes de 366 millions de dollars en 2023; gains de 8 millions de dollars en 2022).
- 2 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 le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 3 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie présentés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 5 millions de dollars (4 millions de dollars après impôts) au 31 décembre 2024. 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 Incluent le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation assurant le contrôle dans PNGTS qui est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » depuis la vente de PNGTS le 15 août 2024. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 5 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de 13,01 % de la CFE dans TGNH. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Alliance stratégique, acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 6 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables à la scission. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » 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 ¹			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2024	2023	2022	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	32	(85)	(47)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(12)	(12)	(16)	Intérêts débiteurs
	20	(97)	(63)	Total avant impôts
	(4)	23	21	(Charge) recouvrement d'impôts
	16	(74)	(42)	Après impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	6	—	(11)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
Gain (perte) sur règlement	—	—	2	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	6	—	(9)	Total avant impôts
	—	—	3	(Charge) recouvrement d'impôts
	6	—	(6)	Après impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice (perte) découlant des participations	19	22	4	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(4)	(6)	(1)	(Charge) recouvrement d'impôts
	15	16	3	Après impôts
Écarts de conversion				
Gains de conversion à la sortie d'établissements étrangers	15	—	—	Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs
	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	15	—	—	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 27 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

27. 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, 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. Le 1^{er} janvier 2024, les régimes PD canadien ont cessé d'être offerts aux nouveaux participants. En 2023, TC Énergie a annoncé une modification au régime APDR canadien. Ce régime ne sera plus offert aux employés actifs admissibles n'ayant pas pris leur retraite avant 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 2024 (neuf ans en 2023; neuf ans en 2022).

La société offre également à ses employés des régimes PD et des régimes d'épargne au Canada, des régimes PD 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 2024 (12 ans en 2023; 12 ans en 2022). En 2024, la société a passé en charges un montant de 71 millions de dollars (64 millions de dollars en 2023; 64 millions de dollars en 2022) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Dans le cadre de la scission, certains employés de TC Énergie sont devenus des employés de South Bow. Avant la scission, ces employés au Canada et aux États-Unis participaient aux régimes PD, aux régimes CD et aux régimes d'épargne, selon le cas. À compter du 1^{er} octobre 2024, les obligations au titre de régimes PD en ce qui a trait aux employés passant de TC Énergie à South Bow ont été transférées à South Bow. Une demande de transfert d'actifs afférente au régime PD canadien sera préparée au début de 2025 précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow. Les actifs du régime PD canadien devant être transférés à South Bow sont assujettis à l'approbation de la part des organismes de réglementation et ils seront transférés à l'obtention de l'approbation. Au 31 décembre 2024, ces actifs, qui étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie, ont été pris en compte au poste « Actif à long terme découlant des activités abandonnées » et une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à long terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. Au 31 décembre 2024, les actifs afférents au régime PD américain avaient été transférés en totalité à South Bow.

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)	2024	2023	2022
Régimes PD	—	28	78
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	9	8
Régimes d'épargne et CD	71	64	64
	79	101	150

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 2024 totalisaient 111 millions de dollars (244 millions de dollars en 2023; 322 millions de dollars en 2022).

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2024, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2025.

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	
	2024	2023	2024	2023
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 356	3 081	285	310
Coût des services rendus	108	93	1	3
Coût financier	160	158	14	16
Cotisations des employés	11	7	2	2
Prestations versées	(194)	(185)	(24)	(44)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(39)	219	(5)	2
Transfert de l'obligation au titre des prestations - South Bow ²	(118)	—	(1)	—
Variations du taux de change	58	(17)	16	(4)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 342	3 356	288	285
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 697	3 481	358	354
Rendement réel des actifs des régimes	485	385	17	24
Cotisations de l'employeur ^{3,4}	—	28	(41)	9
Cotisations des employés	11	7	2	2
Prestations versées	(194)	(185)	(25)	(23)
Transfert des actifs des régimes - South Bow ²	(119)	—	—	—
Variations du taux de change	68	(19)	28	(8)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 948	3 697	339	358
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	606	341	51	73

- 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 Reflète l'incidence de la scission des activités liées aux Pipelines de liquides le 1^{er} octobre 2024.
- 3 La société a abaissé de 133 millions de dollars (78 millions de dollars en 2023) les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien aux fins de capitalisation.
- 4 L'excédent de 49 millions de dollars du régime APDR a été transféré afin de pouvoir payer les frais médicaux futurs des employés actifs.

Le tableau qui suit présente les autres actifs des régimes de retraite :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	
	2024	2023
Actifs du régime de TC Énergie à la juste valeur	3 948	3 697
Actifs du régime de South Bow détenus en fiducie ¹	110	—
Actifs des régimes à la juste valeur - à la fin de l'exercice	4 058	3 697

- 1 Se rapporte au transfert des actifs des régimes à South Bow. Le montant définitif du transfert sera ajusté selon le rendement des placements et les prestations entre le 1^{er} octobre 2024 et la date du transfert. Le montant de 110 millions de dollars est pris en compte au poste « Actif à long terme découlant des activités abandonnées ».

Le gain actuariel réalisé en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à une augmentation du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 4,75 % en 2023 à 4,90 % en 2024.

Le gain actuariel réalisé en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes APDR s'explique avant tout par une augmentation du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 5,10 % en 2023 à 5,45 % en 2024.

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	
	2024	2023	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à long terme (note 15)	606	341	152	177
Créditeurs et autres	—	—	(7)	(7)
Autres passifs à long terme (note 18)	—	—	(94)	(97)
	606	341	51	73

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	
	2024	2023	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)				
Obligation au titre des prestations projetées ¹	—	—	(101)	(104)
Actifs des régimes à la juste valeur	—	—	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	—	—	(101)	(104)

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	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)		
Obligation au titre des prestations constituées	(3 097)	(3 090)
Actifs des régimes à la juste valeur ¹	4 058	3 697
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	961	607

1 Comprennent un montant estimatif de 110 millions de dollars aux fins du transfert futur à South Bow. Le montant définitif du transfert sera ajusté selon le rendement des placements et les prestations entre le 1^{er} octobre 2024, date de la scission, et la date du transfert.

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 2024 et au 31 décembre 2023.

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
	2024	2023	2024
Titres à revenu fixe	37 %	41 %	25 % à 50 %
Titres de participation	49 %	44 %	25 % à 55 %
Autres placements	14 %	15 %	10 % à 35 %
	100 %	100 %	

Les titres à revenu fixe et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société et de ses parties liées, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2024	2023	Pourcentage des actifs des régimes	
			2024	2023
Titres à revenu fixe	44	7	1,1 %	0,2 %
Titres de participation	3	2	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 28 « 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	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Catégorie d'actifs¹										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	138	68	—	1	—	—	138	69	3	2
Titres de participation :										
Canada	128	121	—	—	—	—	128	121	3	3
États-Unis	1 234	965	—	—	—	—	1 234	965	28	24
International	182	167	209	187	—	—	391	354	9	9
Mondial	—	—	100	74	—	—	100	74	2	2
Marchés émergents	66	54	150	140	—	—	216	194	5	5
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	55	266	—	—	55	266	1	7
Provincial	—	—	312	314	—	—	312	314	7	8
Municipal	—	—	14	16	—	—	14	16	—	—
Entreprises	—	—	323	143	—	—	323	143	7	4
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	151	185	255	240	—	—	406	425	9	10
Municipal	—	—	1	1	—	—	1	1	—	—
Entreprises	246	312	158	74	—	—	404	386	9	10
International :										
Gouvernements	4	4	17	11	—	—	21	15	1	—
Entreprises	—	—	66	83	—	—	66	83	2	2
Titres adossés à des créances immobilières	37	43	23	17	—	—	60	60	1	1
Contrats à terme nets	—	—	(201)	(131)	—	—	(201)	(131)	(4)	(4)
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	276	283	276	283	6	7
Infrastructure	—	—	—	—	282	269	282	269	7	7
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	32	10	32	10	1	—
Dépôts	138	138	—	—	—	—	138	138	3	3
Instruments dérivés	—	—	1	—	—	—	1	—	—	—
	2 324	2 057	1 483	1 436	590	562	4 397	4 055	100	100

1 Comprendent un montant estimatif de 110 millions de dollars aux fins du transfert futur à South Bow. Le montant définitif du transfert sera ajusté selon le rendement des placements et les prestations entre le 1^{er} octobre 2024, date de la scission, et la date du transfert.

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 2022	632
Achats et ventes	(76)
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s	6
Solde au 31 décembre 2023	562
Achats et ventes	(15)
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s	43
Solde au 31 décembre 2024	590

En 2025, 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 71 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 2025.

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
2025	209	24
2026	212	24
2027	216	24
2028	218	24
2029	221	23
2030 à 2034	1 139	110

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 2024. 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	
	2024	2023	2024	2023
Taux d'actualisation	4,90 %	4,75 %	5,45 %	5,10 %
Taux de croissance de la rémunération	3,05 %	3,20 %	—	—

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		
	2024	2023	2022	2024	2023	2022
Taux d'actualisation	4,75 %	5,15 %	3,05 %	5,15 %	5,45 %	3,10 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,60 %	6,45 %	6,10 %	4,50 %	4,50 %	3,25 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,25 %	3,00 %	—	—	—

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 6,15 % pour 2025. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,85 % d'ici 2032 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		
	2024	2023	2022	2024	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)						
Coût des services rendus ¹	108	93	145	1	3	5
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	160	158	125	14	16	13
Rendement prévu des actifs des régimes	(248)	(234)	(239)	(14)	(16)	(14)
Amortissement de la perte actuarielle	—	—	10	—	—	1
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	12	(2)	—	1
Gain sur règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	(2)	—	—	—
	(88)	(76)	(94)	(2)	—	1
Coût net des prestations constaté	20	17	51	(1)	3	6

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	2024		2023		2022	
	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 (gain net)	(24)	—	71	6	38	24

Les montants avant impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre	2024		2023		2022	
	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	6	—	—	—	(10)	(1)
Règlement	—	—	—	—	2	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(101)	(6)	33	(18)	(101)	20
	(95)	(6)	33	(18)	(109)	19

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.

28. 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;
- 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 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.

Risques physiques et risques de transition

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 des 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. Ce risque s'accroît à mesure que les activités de la société libellées en dollars US prennent de l'expansion. 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 (de la perte) tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge (du recouvrement) 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	2024		2023	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant en 2025) ³	(11)	100 US	2	200 US
Options de change en dollars US	—	—	8	1 000 US
	(11)	100 US	10	1 200 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 2024 et de 2023 comprenait des gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars 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	2024	2023
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)		
Montant nominal	26 000 (18 000 US)	27 800 (21 100 US)
Juste valeur	25 700 (17 800 US)	26 600 (20 200 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, 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 2024, la société a comptabilisé un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 23 millions de dollars (recouvrement de 73 millions de dollars en 2023; charge de 149 millions de dollars en 2022) relativement à l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'une charge afférente aux pertes sur créances attendues de 1 million de dollars (recouvrement de 10 millions de dollars en 2023; charge de 14 millions de dollars en 2022) 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 2024 et 2023, aucune perte sur créances importante. Aux 31 décembre 2024 et 2023, 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, y compris les titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs. La valeur comptable de certains autres instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs à court terme, l'investissement net dans des contrats de location, les placements restreints, 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.

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 juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs :

aux 31 décembre	2024		2023	
	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 20) ^{1,2}	(47 931)	(48 318)	(52 914)	(52 815)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 21)	(11 048)	(10 824)	(10 287)	(9 217)
	(58 979)	(59 142)	(63 201)	(62 032)

1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 2,8 milliards de dollars US (2,0 milliards de dollars US en 2023) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.

2 Le bénéfice net (la perte nette) pour 2024 comprend des gains latents de 128 millions de dollars (pertes latentes de 53 millions de dollars en 2023) 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.

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	2024		2023	
	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	—	33	—	35
Échéant entre 1 an et 5 ans	3	256	8	241
Échéant entre 5 et 10 ans	1 578	—	1 340	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 070	64	883	50
	2 651	353	2 231	326

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	2024		2023		2022	
	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)	218	9	179	13	(223)	(7)
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³	3	2	(28)	—	(28)	—

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 recouverts par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces 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 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 2024	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 8)					
Produits de base ²	18	—	—	287	305
Change	—	—	—	42	42
	18	—	—	329	347
Autres actifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	9	—	—	104	113
Change	—	—	—	9	9
	9	—	—	113	122
Total des actifs dérivés	27	—	—	442	469
Créditeurs et autres (note 17)					
Produits de base ²	(1)	—	—	(291)	(292)
Change	—	—	(11)	(183)	(194)
Taux d'intérêt	—	(21)	—	—	(21)
	(1)	(21)	(11)	(474)	(507)
Autres passifs à long terme (note 18)					
Produits de base ²	(1)	—	—	(46)	(47)
Change	—	—	—	(44)	(44)
Taux d'intérêt	—	(118)	—	—	(118)
	(1)	(118)	—	(90)	(209)
Total des passifs dérivés	(2)	(139)	(11)	(564)	(716)
Total des dérivés	25	(139)	(11)	(122)	(247)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et les ventes d'électricité et de gaz naturel.

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2023					
(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 8)					
Produits de base ²	9	—	—	499	508
Change	—	—	10	71	81
	9	—	10	570	589
Autres actifs à long terme (note 15)					
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	686	744
Créditeurs et autres (note 17)					
Produits de base ²	(1)	—	—	(382)	(383)
Change	—	—	—	(14)	(14)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	(1)	(18)	—	(396)	(415)
Autres passifs à long terme (note 18)					
Produits de base ²	—	—	—	(75)	(75)
Change	—	—	—	(2)	(2)
Taux d'intérêt	—	(29)	—	—	(29)
	—	(29)	—	(77)	(106)
Total des passifs dérivés	(1)	(47)	—	(473)	(521)
Total des dérivés	11	(11)	10	213	223

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et les ventes d'électricité et de gaz naturel.

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	
	2024	2023	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)				
Dettes à long terme	(3 935)	(2 630)	98	11

1 Au 31 décembre 2024, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes correspondaient à un passif de 41 millions de dollars (néant en 2023).

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 2024	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes, montant net ¹	10 192	53	—	—
Millions de dollars US	—	—	5 648	2 800
Millions de pesos mexicains	—	—	16 750	—
Dates d'échéance	2025-2044	2025-2031	2025-2027	2030-2034

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.

au 31 décembre 2023	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes, montant net ¹	9 209	50	—	—
Millions de dollars US	—	—	4 978	2 000
Millions de pesos mexicains	—	—	20 000	—
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024-2026	2030-2034

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ 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	2024	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)			
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latent(e)s de l'exercice			
Produits de base ²	(71)	132	(11)
Change (note 22)	(266)	246	(149)
Taux d'intérêt	(71)	—	—
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	199	192	46
Change (note 22)	(152)	155	(2)
Taux d'Intérêt	29	—	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture			
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	33	(2)	(73)
Taux d'intérêt	(52)	(43)	(3)

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 à l'état consolidé des résultats. 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 » à l'état consolidé des résultats. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les dérivés sur taux d'intérêt sont inclus à leur montant net au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats.

2 En 2024, des gains latents de 6 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (néant en 2023 et 2022).

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 26) 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)	2024	2023	2022
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	46	—	(94)
Taux d'intérêt	—	—	36
	46	—	(58)

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)	2024	2023	2022
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(126)	(98)	(30)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(52)	(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 (à la perte nette) ^{2,3}			
Produits de base ⁴	32	(85)	(47)
Taux d'intérêt ¹	(12)	(12)	(16)

1 Ces contrats sont inclus au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 26 « 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. En 2024, des gains latents de 6 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (néant en 2023 et 2022).

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 2024			
(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	418	(290)	128
Change	51	(49)	2
	469	(339)	130
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(339)	290	(49)
Change	(238)	49	(189)
Taux d'intérêt	(139)	—	(139)
	(716)	339	(377)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

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	597	(418)	179
Change	111	(16)	95
Taux d'intérêt	36	(5)	31
	744	(439)	305
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(458)	418	(40)
Change	(16)	16	—
Taux d'intérêt	(47)	5	(42)
	(521)	439	(82)

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 133 millions de dollars et des lettres de crédit de 59 millions de dollars au 31 décembre 2024 (57 millions de dollars et 83 millions de dollars en 2023, respectivement). Au 31 décembre 2024, la société détenait des garanties en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs de 75 millions de dollars (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 12 millions de dollars en 2023).

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 2024, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 10 millions de dollars (3 millions de dollars en 2023), 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 2024, 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 2024	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	126	214	78	418
Change	—	51	—	51
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(116)	(217)	(6)	(339)
Change	—	(238)	—	(238)
Taux d'intérêt	—	(139)	—	(139)
	10	(329)	72	(247)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

La société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui débuteront 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 2023				
(en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	387	200	10	597
Change	—	111	—	111
Taux d'intérêt	—	36	—	36
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(307)	(130)	(21)	(458)
Change	—	(16)	—	(16)
Taux d'intérêt	—	(47)	—	(47)
	80	154	(11)	223

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

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)	2024	2023
Solde au début de l'exercice	(11)	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)	54	(2)
Transferts vers le niveau 2	29	2
Solde à la fin de l'exercice¹	72	(11)

1 Les produits comprennent des gains latents de 54 millions de dollars (pertes latentes de 2 millions de dollars en 2023) attribuables à des instruments dérivés de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2024.

29. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2024 ¹	2023 ¹	2022 ¹
(Augmentation) diminution des débiteurs	(13)	(394)	(575)
(Augmentation) diminution des stocks	(16)	(56)	(190)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(97)	618	118
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	365	(206)	(83)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	(40)	245	91
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	199	207	(639)

1 Comprend les activités poursuivies et abandonnées.

30. ALLIANCE STRATÉGIQUE, ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »)

En août 2024, la société et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (Énergir), ont finalisé la vente de PNGTS à un tiers à un prix d'achat brut d'environ 1,6 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris la prise en charge par le tiers de billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS, réparti au prorata des participations dans PNGTS (61,7 % à TC Énergie et 38,3 % à Énergir). La quote-part de la société dans le produit s'est établie à 743 millions de dollars (546 millions de dollars US), déduction faite des coûts de transaction. Le gain de 572 millions de dollars avant impôts (408 millions de dollars US) attribuable à la société a été porté au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé des résultats et le gain attribuable à la société a été de 456 millions de dollars après impôts (323 millions de dollars US). Le gain tient compte des gains de conversion de 15 millions de dollars, qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au poste « Bénéfice net (perte nette) ». TC Énergie fournit des services de transition normaux et elle continuera de collaborer avec l'acquéreur afin de contribuer à une transition sécuritaire et ordonnée.

Columbia Gas et Columbia Gulf

En 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.

Au 31 décembre 2024, en lien avec la contrepartie éventuelle comprise dans la vente, TC Énergie a comptabilisé une distribution spéciale non récurrente en faveur de GIP d'un montant de 33 millions de dollars (23 millions de dollars US), ou de 24 millions de dollars (17 millions de dollars US) après les impôts, qui a été inscrite dans le surplus d'apport.

Gazoducs - Mexique

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle a acquis une participation de 13,01 % dans celle-ci, conformément aux modalités de l'alliance stratégique de la société, en échange d'une contrepartie en trésorerie et autre qu'en trésorerie de 561 millions de dollars (411 millions de dollars US). La transaction a été comptabilisée en tant que transaction sur les capitaux propres, un montant de 588 millions de dollars ayant été pris en compte dans les participations sans contrôle et un autre de 21 millions de dollars ayant été constaté dans les autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de la CFE. L'écart entre ces montants comptabilisés et la contrepartie reçue a été porté en diminution du surplus d'apport, à hauteur de 27 millions de dollars.

Énergie et solutions énergétiques

Parcs éoliens au Texas

Au cours du premier semestre de 2023, TC Énergie a acquis 100 % 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.

31. 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 347 millions de dollars en 2024 (335 millions de dollars en 2023; 314 millions de dollars en 2022).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire allant de 2025 à 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2024, la capacité totale prévue en vertu des CAE était d'environ 750 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 2024, TC Énergie avait des engagements au titre des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,1 milliard de dollars, dont principalement les suivants :

- 0,4 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;
- 0,3 milliard de dollars dans son secteur Gazoducs – Canada, se rapportant aux coûts des travaux de construction liés aux projets Valhalla North et Berland River.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2024, la société avait constaté quelque 8 millions de dollars (19 millions de dollars en 2023) 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. 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, 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. Les réclamations décrites ci-après sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte. Ce risque n'a toutefois pas été jugé probable et une estimation raisonnable ne peut être formulée.

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.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd. (« PASC »), l'un de ses principaux anciens entrepreneurs en construction, sont en arbitrage. Coastal GasLink LP a résilié son contrat avec PASC pour motifs sérieux, en raison du défaut de PASC 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, PASC a déposé, en août 2022, une requête d'arbitrage. En date du 31 décembre 2024, PASC 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 460 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de PASC et a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de PASC ainsi que de sa société-mère et garant, Bonatti S.p.A., citant les délais et l'incapacité de PASC à effectuer et à gérer les travaux conformément aux modalités de son contrat. Coastal GasLink LP estime que ses dommages-intérêts se chiffrent à 1,3 milliard de dollars. PASC et Bonatti S.p.A. contestent la requête de Coastal GasLink LP et font valoir que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP, le cas échéant, sont assujettis à une limite contractuelle d'environ 220 millions de dollars. L'audience auparavant prévue pour novembre 2024 a été reportée au troisième trimestre de 2025. Au 31 décembre 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Indépendamment à ce qui précède, Coastal GasLink LP a prélevé un montant sur une lettre de crédit de soutien irrévocable de 117 millions de dollars fournie par PASC 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. PASC 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, PASC et Bonatti S.p.A., mais n'a pas obtenu gain de cause. Coastal GasLink LP peut maintenant utiliser les fonds recouverts au moyen de la lettre de crédit. PASC et Bonatti S.p.A. ont modifié leurs réclamations initiales en vue d'obtenir des dommages-intérêts additionnels en lien avec les prélèvements sur la lettre de crédit. Le montant de la réclamation n'a pas été déterminé au-delà du montant de 117 millions de dollars. Les parties ont convenu que la question des dommages-intérêts découlant du prélèvement fait par Coastal GasLink LP sur la lettre de crédit sera évaluée, au besoin, à une date ultérieure à l'audience d'arbitrage mentionnée plus haut.

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

Coastal GasLink LP et la coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture (« MSJV »), son ancien entrepreneur principal, sont en arbitrage. En mai 2021, Coastal GasLink LP a mis fin à une partie des travaux visés par le contrat conclu avec MSJV. MSJV a poursuivi les travaux restants en tant que principal entrepreneur, mais elle n'a pas achevé ces travaux dans les délais. Coastal GasLink LP réclame des dommages-intérêts d'environ 560 millions de dollars au titre des retards, des coûts indirects en tant que propriétaire, des coûts afférents au remplacement de l'entrepreneur et du remboursement, sans préjudice, des paiements effectués. MSJV a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de Coastal GasLink LP visant des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée et des coûts supplémentaires à hauteur d'environ 480 millions de dollars. Le processus d'arbitrage devrait être fixé au deuxième trimestre de 2025. Au 31 décembre 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») 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 15 mai 2024, le tribunal a attribué la responsabilité à l'égard des dommages-intérêts totaux relatifs au processus de vente se chiffant à 398 millions de dollars US à l'ancien chef de la direction et à l'ancien chef des finances de Columbia, collectivement, dans une proportion de 50 %, et à TC Énergie dans une proportion de 50 %. Aux termes de l'ordonnance et du jugement définitifs (le « jugement définitif »), la part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts relatifs au processus de vente s'élève à 199 millions de dollars US, auxquels s'ajoutaient des intérêts de 153 millions de dollars US en date du 14 juin 2024. Le tribunal a également prononcé un jugement afférent à une demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation pour laquelle la part de TC Énergie est de 84 millions de dollars US, majorée des intérêts de 64 millions de dollars US au 14 juin 2024. Les dommages-intérêts en lien avec les deux demandes ne sont pas cumulatifs et TC Énergie ne serait tenue de payer que le montant le plus élevé des dommages-intérêts relatifs au processus de vente ou de la demande d'indemnisation au titre de l'obligation de divulgation, après la confirmation définitive de ces montants au moment de l'appel, y compris des intérêts additionnels établis à la date de paiement.

TC Énergie est en désaccord avec plusieurs conclusions du tribunal et elle estime que les décisions du tribunal s'écartent des dispositions prévues dans les lois de l'État du Delaware. TC Énergie a déposé un avis d'appel qui devrait être entendu le 12 mars 2025 par la Cour suprême du Delaware. Une décision définitive devrait être rendue à la mi-2025. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars US, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois. Selon l'appréciation juridique faite par la société, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 31 décembre 2024.

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 à l'acheminement du gaz naturel. 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		2024		2023	
(en millions de dollars canadiens)	Échéance	Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Prorogable jusqu'en 2053	93	—	97	—
Bruce Power	Prorogable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2032	59	1	24	1
		240	1	209	1

1 Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

32. 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)	2024¹	2023²
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	311	188
Débiteurs	839	473
Stocks	205	90
Autres actifs à court terme	121	49
Actif à court terme découlant des activités abandonnées	—	5
	1 476	805
Immobilisations corporelles	49 904	27 477
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	865	823
Placements restreints	950	—
Écart d'acquisition	479	439
Actifs réglementaires	53	12
Autres actifs à long terme	59	—
Actif à long terme découlant des activités abandonnées	—	172
	53 786	29 728
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	1 866	1 092
Intérêts courus	202	210
Tranche à court terme de la dette à long terme	2 062	28
Passif à court terme découlant des activités abandonnées	—	43
	4 130	1 373
Passifs réglementaires	1 232	280
Autres passifs à long terme	70	46
Passifs d'impôts reportés	7	22
Dette à long terme	12 387	11 388
Passif à long terme découlant des activités abandonnées	—	10
	17 826	13 119

1 Le 1^{er} avril 2024, le réseau de NGTL a été classé à titre d'EDDV lorsque sa propriété a été transférée de Nova Gas Transmission Ltd. à NGTL GP Ltd. au nom de NGTL Limited Partnership.

2 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 30 « Alliance stratégique, 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)	2024	2023
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	7 043	6 241
Coastal GasLink	1 006	294
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres	160	166
Actif à long terme découlant des activités abandonnées		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres	—	951
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 877	1 538
Coastal GasLink ²	265	855
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres	2	2
Activités abandonnées	—	56
Risque maximal de perte	10 353	10 103

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. En décembre 2024, TC Énergie a effectué des apports en capitaux propres de 3 137 millions de dollars à Coastal GasLink LP, qui a affecté cette somme au remboursement, en faveur de TC Énergie, de l'encours 3 147 millions de dollars aux termes de la convention de prêt subordonné. Le remboursement a permis de ramener l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 228 millions de dollars. En plus de la convention de prêt subordonné, TC Énergie a conclu une convention d'apports de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 37 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs aux projet Cedar Link. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « 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 : **TCnergie.com/Investisseurs**

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 10 : TRP.PR.L

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

