

RAPPORT ANNUEL 2025



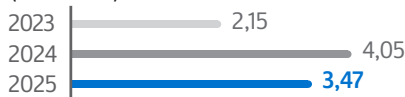
FAITS SAILLANTS FINANCIERS



Résultat comparable par action ordinaire² (en dollars)



Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)



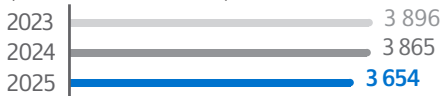
BAIIA comparable² (en millions de dollars)



Bénéfice sectoriel (en millions de dollars)



Résultat comparable² (en millions de dollars)

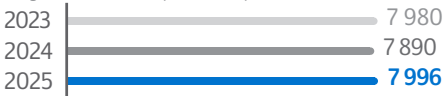


Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)



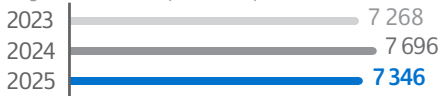
Fonds provenant de l'exploitation comparables² (en millions de dollars)*

*Comprennent les activités poursuivies et abandonnées. Représentent les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport de gestion annuel 2025 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 en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport de gestion annuel 2025 pour un complément d'information.



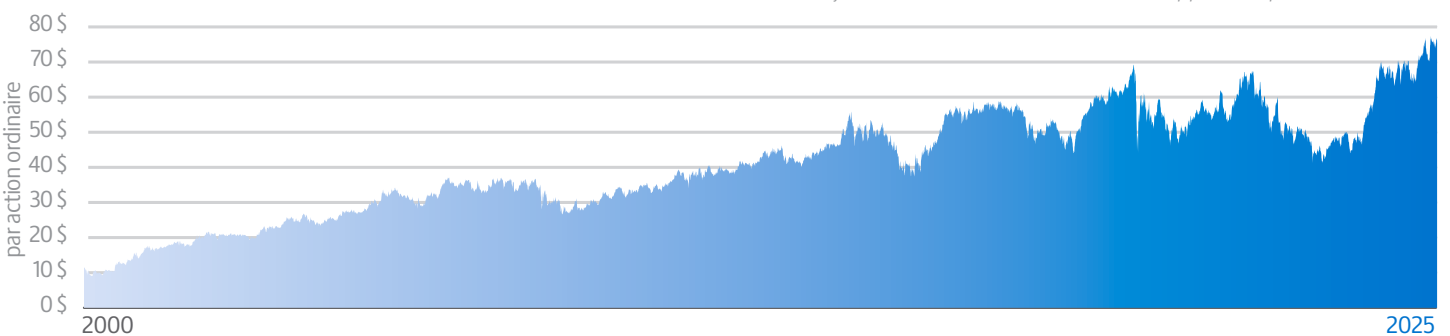
Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars)*

*Les dividendes déclarés pour le quatrième trimestre de 2024 reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.



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.



Information prospective | On fait référence dans ces pages à des informations prospectives. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, sur 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 2025 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](https://www.TCEnergie.com).

1 Les montants pour 2025 représentent une hausse par rapport à l'affectation proportionnelle des dividendes à TC Énergie à la suite de la scission.

2 **Mesures non conformes aux PCGR** | Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR 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 de 2025 (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 de 2025 est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

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 nos intérêts communs.

À PROPOS DE TC ÉNERGIE

NOUS SOMMES UN CHEF DE FILE EN INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES EN AMÉRIQUE DU NORD

Depuis près de 75 ans, nous construisons et exploitons l'épine dorsale du réseau énergétique nord-américain. 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 et l'excellence opérationnelle.

Chaque jour, notre équipe dévouée connecte avec fierté le monde à l'énergie dont il a besoin en transportant plus de 30 % du gaz naturel à combustion propre sur tout le continent. Complétée par des participations stratégiques et des investissements à faibles risques dans la production d'électricité, notre infrastructure alimente les industries et produit une énergie abordable, fiable et durable dans toute l'Amérique du Nord, tout en rendant possible l'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») sur les marchés mondiaux.

Nos activités sont fondées sur les liens que nous nouons. Nous collaborons avec les collectivités, les entreprises et les chefs de file de l'ensemble de notre vaste réseau énergétique afin de créer des occasions immédiates et pour les générations futures. Guidés par nos valeurs, soit *la sécurité à chaque étape, la responsabilité personnelle, une équipe unie et l'apprentissage actif*, nous fournissons de l'énergie qui alimente des vies et des emplois, tout en positionnant l'Amérique du Nord en tant que chef de file mondial de l'énergie.

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, visitez notre site au TCEnergy.com.



Image : Terrains réhabilités en Colombie-Britannique, au Canada

FOI EN NOTRE STRATÉGIE ET DYNAMISME FUTUR

MESSAGE DE JOHN ET FRANÇOIS

UNE ANNÉE DE RÉALISATIONS DISCIPLINÉES ET DE DYNAMISME DES MARCHÉS

Cette année a été déterminante pour TC Énergie. **Nous avons démontré toute la force de notre stratégie et de notre position unique dans les secteurs à plus forte croissance du marché énergétique, soit le gaz naturel et la production d'électricité.** Face à la complexité et aux changements, nous avons continué d'exploiter nos actifs de gaz naturel et d'électricité nord-américains de façon sécuritaire et fiable, tout en achevant des infrastructures d'envergure nationale. Ces réalisations témoignent de notre capacité à nous adapter tout en demeurant concentrés sur la croissance vigoureuse à faibles risques et la performance reproductible.

Nous nous concentrons sur trois priorités : **maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle, réaliser un ensemble ciblé de projets de croissance et assurer la solidité et la souplesse financières.** Notre approche disciplinée a permis de dégager de solides résultats sur le plan de la sécurité, de l'exploitation et de la situation financière dans l'ensemble de notre empreinte nord-américaine.

La demande croissante d'énergie a entraîné une utilisation record dans l'ensemble de notre réseau, y compris 15 nouveaux records de débit sur nos réseaux de gazoducs. Nous avons mis en service des projets d'investissement de 8,3 milliards de dollars dans les délais et à un coût plus de 15 % sous le budget, ainsi qu'approuvé divers projets offrant des rendements ajustés en fonction des risques intéressants. Le BAIIA comparable a augmenté de 9 % d'un exercice à l'autre et nous avons continué de solidifier notre situation financière afin de demeurer sur la bonne voie pour atteindre notre objectif à long terme du ratio dette-BAIIA³ de 4,75 fois, tout en prolongeant notre record de hausse des dividendes pour une 26^e année d'affilée.

Pendant des décennies, les flux de trésorerie contractuels et à tarifs réglementés ont assuré notre stabilité malgré les transformations du marché. Cette assise, soutenue par nos portefeuilles ciblés d'actifs de gaz naturel et d'électricité, nous a permis de dégager une performance constante et reproductible ainsi que de nous positionner de manière à répondre aux besoins énergétiques croissants et à promouvoir un réseau énergétique plus abordable et plus fiable.

BÂTIR DES INFRASTRUCTURES D'ENVERGURE NATIONALE

Guidés par cette discipline et cette orientation, nous avons bâti des infrastructures énergétiques essentielles partout en Amérique du Nord qui ont renforcé la résilience du réseau, accru la capacité disponible et soutenu la croissance économique.

Au Canada, un jalon historique a été franchi avec la **première expédition de GNL vers les marchés mondiaux au moyen de notre gazoduc Coastal GasLink**, qui est entré en service en novembre 2024. Cet accomplissement souligne l'importance de notre réseau de gazoducs canadiens dans l'accès aux marchés mondiaux. Nous avons également réalisé de grands progrès en matière de production d'électricité. À **Bruce Power**, l'équipe a soumis les réacteurs 3 et 4 à des programmes de remplacement des composantes principales (« RCP ») selon le budget et le calendrier, renforçant ainsi la capacité démontrée de l'équipe à réaliser des projets dans une centrale nucléaire de calibre mondial, qui est essentielle pour répondre aux besoins croissants de l'Ontario en électricité abordable, fiable et sans émission.

Aux États-Unis, nous avons finalisé les projets **Virginia Reliability** et **Wisconsin Reliability**, qui visent à renforcer la fiabilité du réseau, à en accroître la capacité et à réduire les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») dans les corridors à forte demande. Ensemble, ils représentent des investissements de plus de 1,2 milliard de dollars US, injectant ainsi plus de 1 milliard de dollars US dans l'économie et soutenant des milliers d'emplois.

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 2025 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 2023, 2024 et 2025.

John Lowe



François Poirier



Au Mexique, le gazoduc **Southeast Gateway** est entré en service. Réalisé à un coût de 13 % inférieur au budget, ce projet d'infrastructure transformateur illustre nos capacités de réalisation et représente un partenariat fructueux avec la Comisión Federal d'Electricidad (la « CFE »). Cet accomplissement marque une étape importante sur le plan financier et de l'exploitation et il accroît la fiabilité énergétique et les possibilités économiques dans le sud-est du Mexique.

ALIMENTER UN RÉSEAU ÉNERGÉTIQUE EN PLEINE CROISSANCE

Selon nos dernières prévisions, la demande de gaz naturel devrait augmenter de 45 Gpi³/j d'ici 2035, en raison de la croissance des GNL, de la demande d'électricité sans précédent et des conversions du charbon au gaz. Partout en Amérique du Nord, la consommation d'électricité augmente en raison de l'intelligence artificielle (« IA ») et des centres de données en pleine expansion, de la croissance démographique et des conditions météorologiques extrêmes mettant à l'épreuve la fiabilité. Répondre à cette demande nécessite des infrastructures. Nos portefeuilles fournissent cette base et soutiennent un réseau énergétique plus abordable, fiable et durable.

L'Amérique du Nord possède l'un des réseaux énergétiques les plus vastes et les mieux intégrés au monde. Nos pipelines interconnectés joignent trois nations distinctes et leur confèrent un avantage énergétique à l'échelle du continent. Il ne s'agit pas seulement d'infrastructures, mais aussi de renforcer la position de l'Amérique du Nord en tant que partenaire énergétique le plus fiable au monde.

BÂTIR UN AVENIR FORT ET CONNECTÉ

À l'amorce de 2026, nos priorités stratégiques demeurent les mêmes, ce qui indique clairement que **notre stratégie fonctionne**. Nous poursuivrons sur cette lancée avec la même

discipline ayant engendré les résultats de 2025, tirant parti de notre envergure sans pareille et de notre portefeuille ciblé d'actifs de gaz naturel et d'électricité afin de répondre à la demande croissante, de renforcer la position de l'Amérique du Nord en tant que chef de file mondial de l'énergie et d'offrir une valeur durable à nos actionnaires.

En 2026, nous célébrerons le **75^e anniversaire de notre fondation**, un jalon qui illustre l'héritage que nous avons bâti en tant qu'entreprise d'envergure nationale dans tous les pays d'Amérique du Nord ainsi que l'assise qui a fait de nous le chef de file énergétique que nous sommes aujourd'hui.

Cette progression est propulsée par notre personnel. Chaque jour, notre équipe de plus de 6 500 employés travaille avec soin et engagement à déplacer, à produire et à stocker en toute sécurité l'énergie qui alimente les maisons, les collectivités et les industries au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre engagement envers toutes les parties prenantes est soutenu par la gouvernance et la surveillance de notre conseil d'administration, qui défend des principes solides et définit notre orientation stratégique.

Au nom du conseil d'administration et de notre équipe de direction, nous vous remercions de votre confiance et de votre collaboration indéfectible. Nous sommes fiers de connecter le monde à l'énergie dont il a besoin et de fournir des infrastructures qui alimentent des vies et des emplois aujourd'hui et pour les générations à venir.

Cordialement,

John Lowe
Président du
conseil d'administration

François Poirier
Président et
chef de la direction

NOTRE STRATÉGIE FONCTIONNE

CONCRÉTISATION DE NOS PRIORITÉS POUR 2025

Grâce à une exécution disciplinée et à une solide performance d'exploitation, nous avons fait progresser des projets, renforcé la fiabilité et amélioré la résilience financière afin de permettre à TC Énergie de réaliser une croissance à long terme.

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

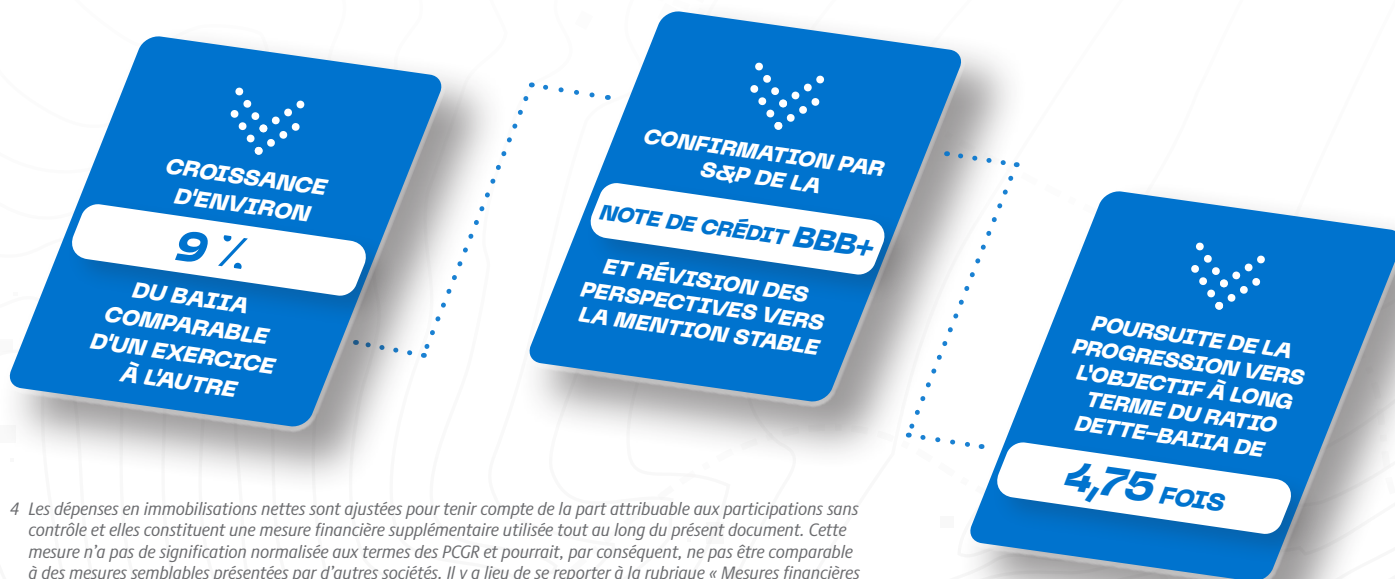
- ❖ Maintien d'une fiabilité et d'une disponibilité fortes dans l'ensemble de notre portefeuille d'actifs, les taux d'incidents de sécurité étant à leur plus bas en cinq ans
- ❖ Réalisation d'une croissance du BAIIA comparable d'environ 9 % d'un exercice à l'autre; BAIIA comparable se situant dans la fourchette supérieure des perspectives ou dépassant celles-ci au cours des quatre dernières années
- ❖ Obtention d'un règlement fructueux dans le dossier tarifaire visant Columbia Gas

Réaliser des projets de croissance choisis

- ❖ Mise en service d'actifs de plus de 8 milliards de dollars à un coût d'environ 15 % inférieur au budget
- ❖ Respect du budget et du calendrier dans la réalisation des programmes de RCP des réacteurs 3 et 4 à Bruce Power
- ❖ Approbation de divers projets offrant d'intéressants rendements ajustés en fonction des risques

Assurer la solidité et la souplesse financières

- ❖ Maintien d'une grande rigueur en matière de gestion des capitaux grâce à des dépenses en immobilisations nettes⁴ inférieures à notre fourchette cible de 5,5 à 6,0 milliards de dollars
- ❖ Confirmation par S&P de la note de crédit BBB+ et révision des perspectives vers la mention stable
- ❖ Poursuite de la progression vers l'objectif à long terme du ratio dette-BAIIA de 4,75 fois



⁴ 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 de 2025 (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 de 2025 est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

NOS PRIORITÉS POUR L'ANNÉE À VENIR

POURSUIVRE SUR NOTRE LANCÉE EN 2026

Grâce à notre stratégie claire et à notre performance démontrée, nous sommes bien placés pour générer une croissance durable et de la valeur dans les années à venir. En 2026, nos priorités stratégiques demeurent les mêmes, ce qui démontre que **notre stratégie fonctionne**. Cette année, nous continuerons à :

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

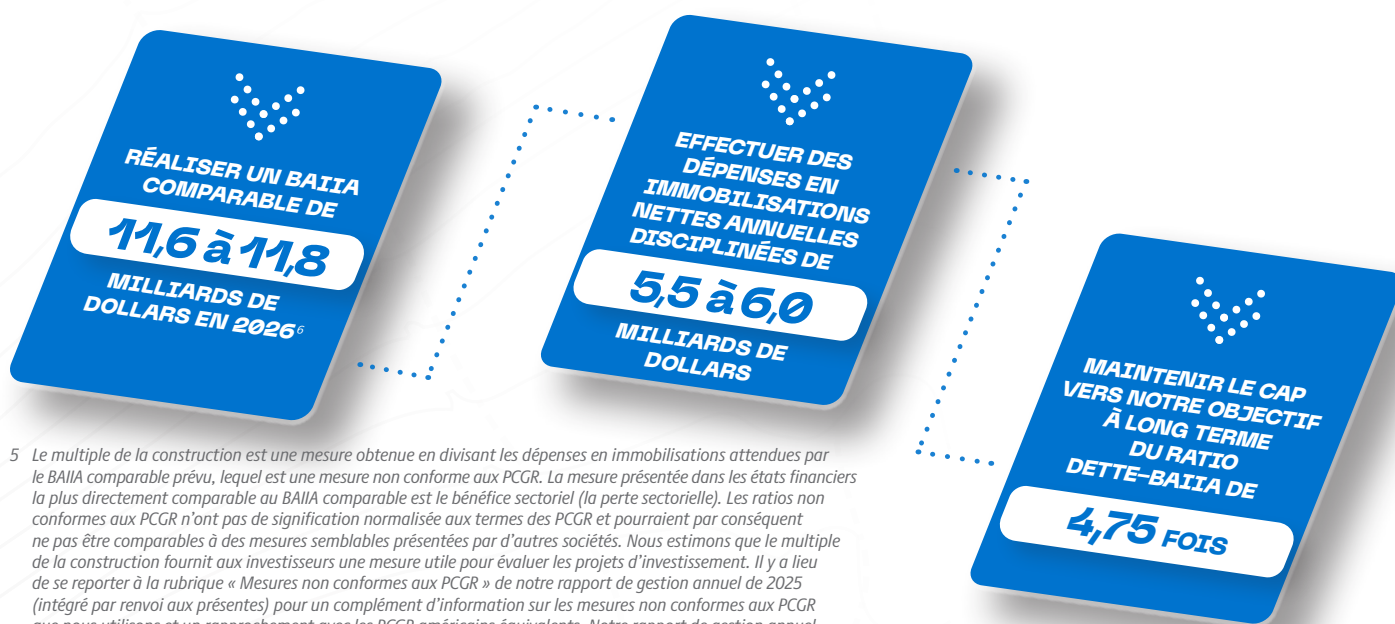
- ❖ Dépasser les objectifs de sûreté et maximiser la disponibilité des actifs
- ❖ Faire progresser l'intégration de notre entreprise de gazoducs afin de réaliser des synergies
- ❖ Réaliser des gains d'efficacité grâce à l'innovation commerciale et technologique

Réaliser des projets de croissance choisis

- ❖ Mettre en service des projets en respectant le calendrier et le budget
- ❖ Accorder la priorité aux projets réalisables à faibles risques qui maximisent les rendements
- ❖ Affecter des dépenses en immobilisations nettes annuelles de 6 milliards de dollars jusqu'en 2030 selon des multiples de la construction⁵ de 5 à 7 fois

Assurer la solidité et la souplesse financières

- ❖ Réaliser un BAIIA comparable de 11,6 à 11,8 milliards de dollars en 2026⁶
- ❖ Effectuer des dépenses en immobilisations nettes annuelles disciplinées de 5,5 à 6,0 milliards de dollars
- ❖ Maintenir le cap vers notre objectif à long terme du ratio dette-BAIIA de 4,75 fois



NOS ACTIVITÉS | ALIMENTER EN ÉNERGIE LES POSSIBILITÉS PARTOUT EN AMÉRIQUE DU NORD

GAZ NATUREL — UNIQUE PARMIS NOS PAIRS

Notre entreprise de gaz naturel est une pierre angulaire de la sécurité énergétique et de la vigueur économique de l'Amérique du Nord. Grâce à l'un des plus importants réseaux du continent, nous connectons une offre abondante et concurrentielle à la demande croissante au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Chaque jour, notre réseau de plus de 94 000 kilomètres (58 000 milles) achemine plus de 30 % du gaz naturel consommé en Amérique du Nord et fournit une capacité de stockage de plus de 650 Gpi³.

Le gaz naturel est essentiel à la fiabilité et à l'abordabilité de l'énergie, et il peut contribuer à la réduction des émissions mondiales de GES en favorisant le remplacement du charbon et d'autres combustibles à forte teneur en carbone. Il supplémente les énergies renouvelables, soutient l'électrification et permet aux industries et aux collectivités de prospérer. Nous continuons de moderniser notre réseau et de travailler à réduire les émissions de GES issues de nos activités, en mettant l'accent à court terme sur notre cible de réduction de l'intensité des émissions de méthane de 40 % à 55 % d'ici 2035 par rapport à l'année de référence 2019.





ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES — ÉVOLUTIVES, COMPLÉMENTAIRES ET SOUTENUES PAR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Notre secteur Énergie et solutions énergétiques contribue à la résilience du réseau et accélère la transition vers un avenir à faibles émissions de carbone. Grâce à notre participation de 48,3 % dans Bruce Power, qui fournit environ 30 % de l'électricité en l'Ontario, notre portefeuille offre de l'électricité fiable, abordable et non émettrice.

Bénéficiant d'une capacité de plus de 4 650 mégawatts, dont plus de 75 % proviennent de sources à faibles émissions de carbone, ce secteur complète notre réseau de gaz naturel et favorise la stabilité énergétique. Nous soutenons la croissance à long terme au moyen du programme de RCP et du projet 2030 de Bruce Power, et nous explorons des solutions flexibles d'alimentation en électricité à faibles émissions, notamment le stockage par pompage et d'autres technologies.

UNIQUE EN NOTRE GENRE | NOTRE AVANTAGE INÉGALÉ

Nous continuons de démontrer la force de nos activités et de notre exposition sans pareille aux secteurs à plus forte croissance du marché de l'énergie, soit le gaz naturel et l'électricité. Cette stratégie ciblée et notre portefeuille intégré nous procurent des avantages concurrentiels uniques.

CONNECTIVITÉ CONTINENTALE INÉGALÉE

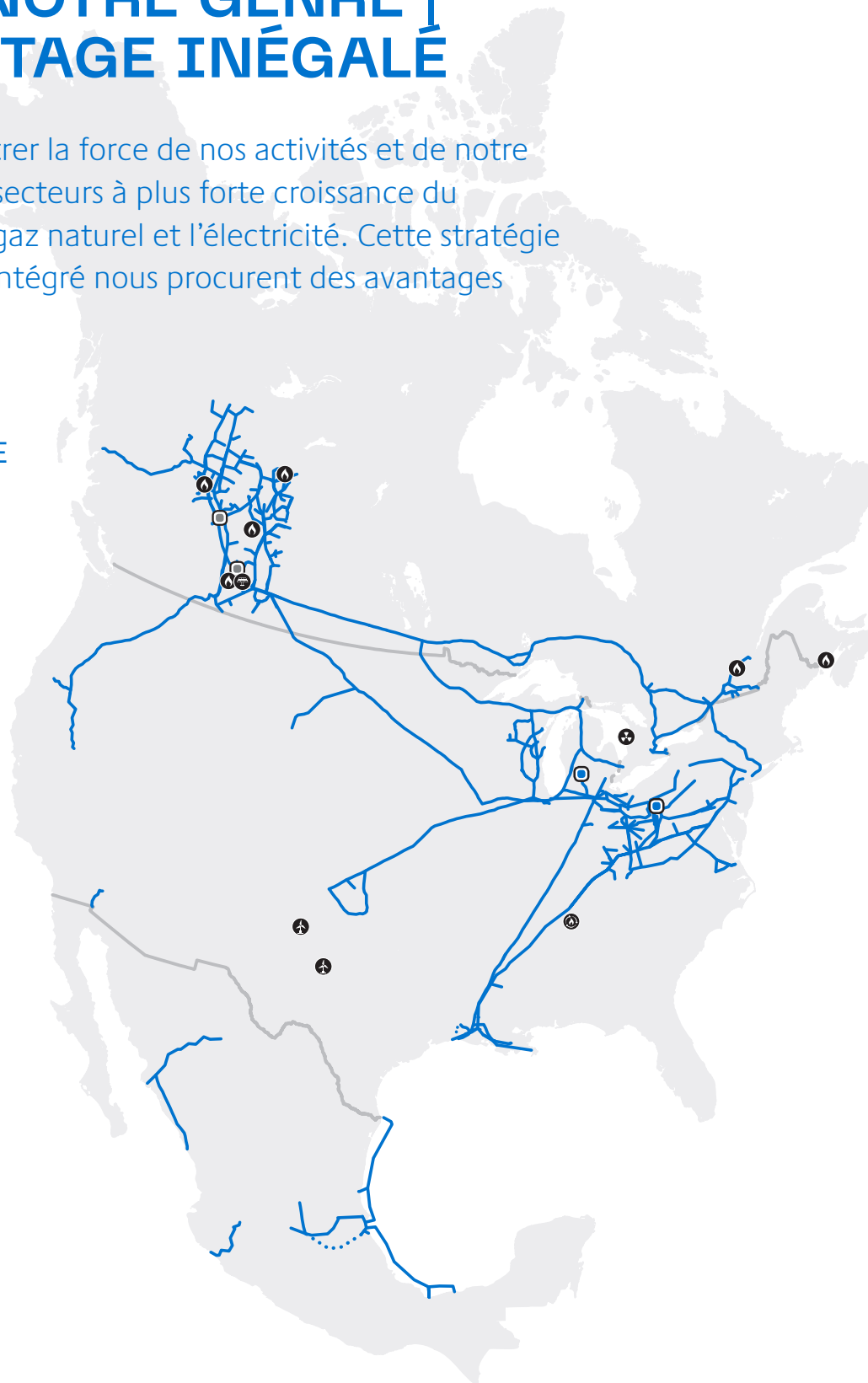
Nous sommes la seule société d'infrastructures de gaz naturel possédant des actifs essentiels au Canada, aux États-Unis et au Mexique, ce qui nous permet d'alimenter en énergie les possibilités à travers les frontières et les continents.

PRIORITÉ ABSOLUE AU GAZ NATUREL

Nous sommes la principale société de transport et de stockage de gaz naturel en Amérique du Nord, et nous sommes en mesure de répondre à la demande croissante découlant de l'aménagement de centrales électriques et centres de données, des exportations de GNL, de l'électrification et de la croissance industrielle.

POSITIONS ÉNERGÉTIQUES COMPLÉMENTAIRES

Notre participation dans le nucléaire et notre expertise en production d'électricité au gaz et en stockage de gaz naturel nous permettent de fournir un approvisionnement en énergie fiable et de contribuer à la stabilité du réseau, tout en faisant progresser les solutions à faibles émissions de carbone.



Rapport de gestion

Le 12 février 2026

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 2025.

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 2025, 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 2025	18
• Mesures non conformes aux PCGR	23
• Mesures financières supplémentaires	30
• Perspectives	31
• Programme d'investissement	32
ENTREPRISE DE GAZODUCS	36
GAZODUCS – CANADA	45
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	50
GAZODUCS – MEXIQUE	55
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	60
SIÈGE SOCIAL	70
INCIDENCE DU CHANGE	76
SITUATION FINANCIÈRE	78
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	92
• Mesures non conformes aux PCGR	93
AUTRES RENSEIGNEMENTS	98
• Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise	98
• Contrôles et procédures	115
• Estimations comptables critiques	116
• Instruments financiers	118
• Transactions avec des parties liées	120
• Modifications comptables	120
• Résultats trimestriels	121
GLOSSAIRE	136

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 136. Tous les renseignements sont en date du 12 février 2026 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

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. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2025 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, y compris les énoncés à l'égard de nos cibles de réduction des émissions de GES, comme notre cible d'intensité des émissions de méthane;
- 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 effets attendus des acquisitions et des cessions;
- 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 effets attendus des acquisitions et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions réglementaires et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques en matière de durabilité, 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.

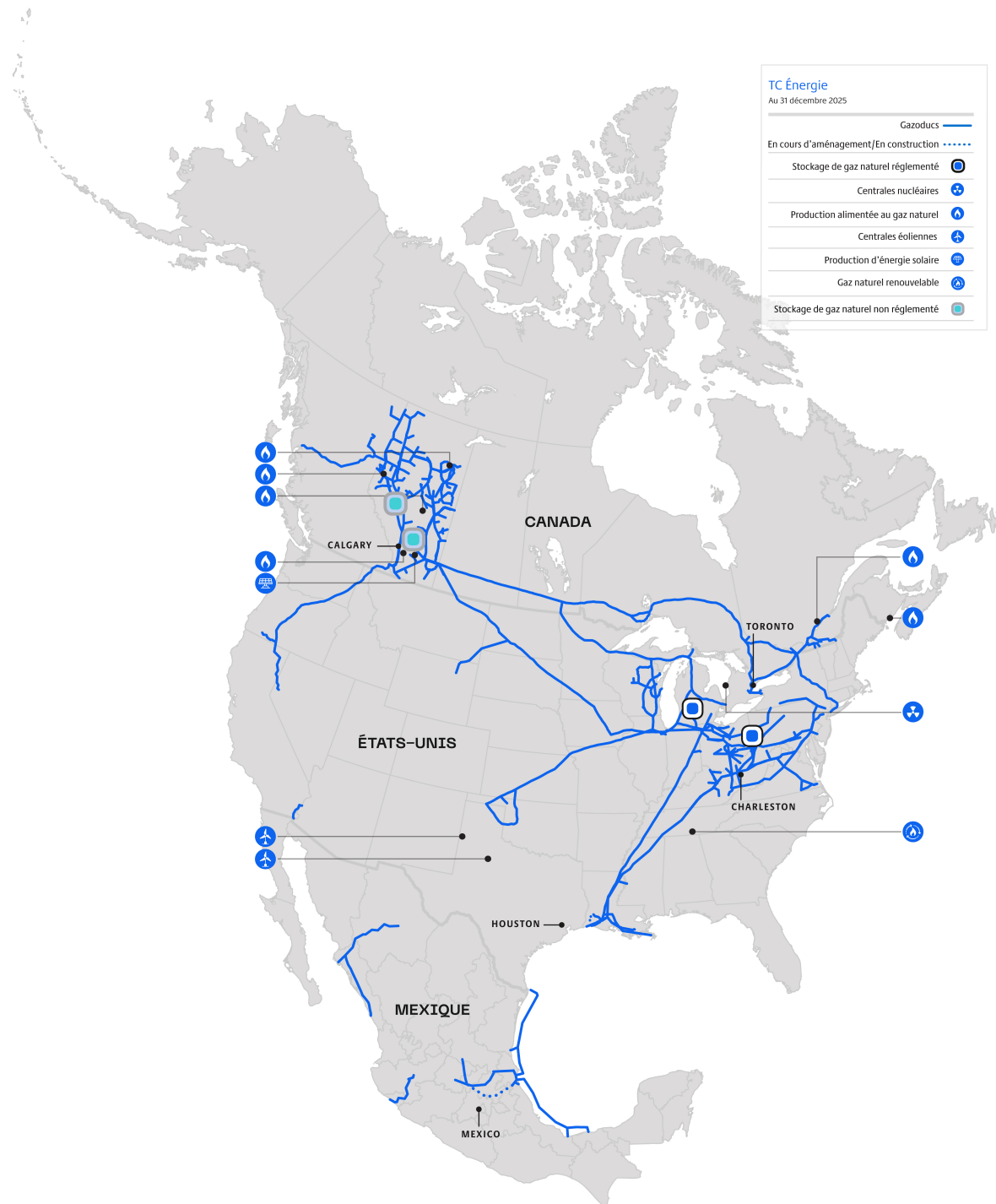
Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où 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 92 pour un complément d'information.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
Total de l'actif par secteurs		
Gazoducs – Canada	31 371	31 167
Gazoducs – États-Unis	56 617	56 304
Gazoducs – Mexique	16 342	15 995
Énergie et solutions énergétiques	10 764	10 217
Siège social	3 460	4 189
	118 554	117 872
Activités abandonnées	197	371
	118 751	118 243
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024¹
Total des produits découlant des activités poursuivies par secteurs		
Gazoducs – Canada	5 785	5 600
Gazoducs – États-Unis	7 145	6 339
Gazoducs – Mexique	1 450	870
Énergie et solutions énergétiques	845	954
Siège social	14	8
	15 239	13 771

1 Exclut des produits de 2 217 millions de dollars liés aux activités abandonnées, ce qui représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024.

exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

2025
2024¹
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies par secteurs²

Gazoducs – Canada	3 687	3 388
Gazoducs – États-Unis	4 906	4 511
Gazoducs – Mexique	1 365	999
Énergie et solutions énergétiques	1 008	1 214
Siège social	(14)	(63)
	10 952	10 049

1 Exclut le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées de 1 145 millions de dollars, ce qui représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024.

2 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.

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. 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	2025	2024
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies par secteurs²		
Gazoducs – Canada	34 %	33 %
Gazoducs – États-Unis	45 %	45 %
Gazoducs – Mexique	12 %	10 %
Énergie et solutions énergétiques	9 %	12 %
	100 %	100 %

1 Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteurs.
2 Exclut les pertes découlant du BAIIA comparable du siège social attribuables aux activités poursuivies de 14 millions de dollars et de 63 millions de dollars pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, 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 notre secteur Gazoducs, 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 disponibilité et l'intégrité de nos actifs, 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, générant des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables, alors que nos actifs de production d'électricité et de stockage non réglementés, pour la plupart visés par des contrats à long terme, nous procurent des rendements stables. Nous cherchons continuellement à accroître et à préserver la valeur des actifs au moyen d'initiatives opérationnelles, commerciales et liées à 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, qui misent sur le développement d'actifs de grande qualité à long terme s'appuyant la plupart sur des ententes à long terme ou une tarification réglementée. En mettant à profit nos positions établies dans les régions de demande croissante de gaz naturel et d'électricité, nous gérons les coûts et les risques liés à la construction en suivant une approche rigoureuse afin de favoriser la maximisation de l'efficacité des investissements et du rendement pour les actionnaires. Nous cherchons toujours à faire la promotion d'initiatives de croissance ciblées à plus faibles émissions de carbone dans de nouveaux sous-secteurs pour lesquels la technologie est prouvée et les risques et les rendements inhérents sont acceptables, et où nous pouvons 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 améliorant la compétitivité des coûts, en prolongeant la durée de vie des actifs et en nous assurant de respecter les cibles annuelle de dépenses d'investissement nettes. Nous évaluons les occasions d'aménager ou d'acquérir des infrastructures énergétiques complémentaires qui protègent et développent nos activités, qui accroissent la résilience dans un contexte de transformation des sources d'énergie et qui diversifient l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants cadrant avec nos préférences en matière de risque. Nous cherchons à générer des flux de trésorerie prévisibles et à faibles risques et de la valeur pour les actionnaires tout au long des divers cycles économiques, ainsi que selon différents scénarios de transition, grâce à notre portefeuille diversifié de grande qualité et à nos compétences fondamentales en sécurité, en excellence opérationnelle et en réalisation de projets.

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 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 manière à conserver une cote de crédit de qualité supérieure** – Maintenir une cote de crédit de qualité supérieure constitue un important avantage concurrentiel, et nous gérons la dette de manière à nous assurer que l'accès rigoureux à des capitaux selon des modalités avantageuses soit maintenu tout en protégeant les intérêts des actionnaires et des 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 2025

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 23 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 à la rubrique « Au sujet de la présente publication », TC Énergie a finalisé la scission le 1^{er} octobre 2024. 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. 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)	2025	2024	2023
Bénéfice			
Produits	15 239	13 771	13 267
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829
découlant des activités poursuivies	3 612	4 199	2 217
découlant des activités abandonnées ¹	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	3,27 \$	4,43 \$	2,75 \$
découlant des activités poursuivies	3,47 \$	4,05 \$	2,15 \$
découlant des activités abandonnées ¹	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$
BAIIA comparable ²	10 952	11 194	10 988
découlant des activités poursuivies	10 952	10 049	9 472
découlant des activités abandonnées ¹	—	1 145	1 516
Résultat comparable ²	3 654	4 430	4 652
découlant des activités poursuivies	3 654	3 865	3 896
découlant des activités abandonnées ¹	—	565	756
Résultat comparable par action ordinaire ²	3,51 \$	4,27 \$	4,52 \$
découlant des activités poursuivies	3,51 \$	3,73 \$	3,78 \$
découlant des activités abandonnées ¹	—	0,54 \$	0,74 \$

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

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 23.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Flux de trésorerie¹			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ²	7 346	7 696	7 268
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{2,3}	7 996	7 890	7 980
Dépenses d'investissement ⁴	6 337	7 904	12 298
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(307)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	791	33
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁵	—	419	5 328

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Comprennent les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. 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 23.

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. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs – Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 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 2025.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bilan			
Total de l'actif ¹	118 751	118 243	125 034
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	46 792	47 931	52 914
Billets subordonnés de rang inférieur	12 094	11 048	10 287
Actions privilégiées	2 255	2 499	2 499
Participations sans contrôle	9 604	10 768	9 455
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 040	25 093	27 054

Dividendes déclarés²			
par action ordinaire ³	3,40 \$	3,7025 \$	3,72 \$

Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	1 040	1 038	1 030
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	1 041	1 039	1 037

1 Au 31 décembre 2025, comprenait des actifs de 197 millions de dollars (371 millions de dollars en 2024; 15 510 millions de dollars en 2023) liés aux activités abandonnées. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

2 Pour l'exercice clos.

3 Les dividendes déclarés pour le quatrième trimestre de 2024 et par la suite reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie à la suite de la scission.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Gazoducs – Canada	2 164	2 016	(90)
Gazoducs – États-Unis	3 927	4 053	3 531
Gazoducs – Mexique	1 186	929	796
Énergie et solutions énergétiques	773	1 102	1 004
Siège social	(14)	(136)	(144)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	8 036	7 964	5 097
Intérêts débiteurs	(3 407)	(3 019)	(2 966)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	453	784	575
Gains (pertes) de change, montant net	157	(147)	320
Intérêts créditeurs et autres	205	324	272
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	5 444	5 906	3 298
(Charge) recouvrement d'impôts lié aux activités poursuivies	(1 138)	(922)	(842)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 306	4 984	2 456
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts¹	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette)	4 094	5 379	3 068
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(575)	(681)	(146)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	3 519	4 698	2 922
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	3,27 \$	4,43 \$	2,75 \$
découlant des activités poursuivies	3,47 \$	4,05 \$	2,15 \$
découlant des activités abandonnées ¹	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires			
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 306	4 984	2 456
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(575)	(681)	(146)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	3 731	4 303	2 310
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	3 612	4 199	2 217
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts ¹	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829

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

En 2025, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies s'est établi à 3,6 milliards de dollars, ou 3,47 \$ par action ordinaire (4,2 milliards de dollars ou 4,05 \$ par action ordinaire en 2024; 2,2 milliards de dollars ou 2,15 \$ par action ordinaire en 2023), soit une diminution de 0,6 milliard de dollars ou de 0,58 \$ par action ordinaire en 2025 par rapport à 2024 et une augmentation de 2,0 milliards de dollars ou de 1,90 \$ par action ordinaire en 2024 par rapport à 2023. 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 7,3 milliards de dollars en 2025, soit 5 % de moins qu'en 2024, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu, facteur contrebalancé en partie par l'augmentation des fonds provenant de l'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation comparables de 8,0 milliards de dollars en 2025 ont monté de 1 % en regard de ceux de 2024, en raison principalement de la hausse du BAIIA comparable et des activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change à l'égard des passifs nets au Mexique et du bénéfice libellé en dollars US, contrebalancées en partie par la diminution des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement ¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gazoducs – Canada	1 405	2 100	6 184
Gazoducs – États-Unis	3 457	2 575	2 660
Gazoducs – Mexique	522	2 228	2 292
Énergie et solutions énergétiques	922	824	1 080
Siège social	31	50	33
	6 337	7 777	12 249
Activités abandonnées	—	127	49
	6 337	7 904	12 298

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. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs - Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation », et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

En 2025 et en 2024, nous avons investi 6,3 milliards de dollars et 7,9 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 2025 et de 2024 comprend des apports de 1,1 milliard de dollars et de 1,5 milliard de dollars (déduction faite des distributions), respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement en faveur de Bruce Power et de Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »).

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 de dollars (546 millions de 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 0,7 milliard de dollars en 2025. Au 31 décembre 2025, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et les participations sans contrôle comptaient pour 36 % de notre structure du capital (37 % en 2024), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (14 % en 2024). 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 notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de 0,8775 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2026, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,51 \$ par action ordinaire.

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)	2025	2024	2023
Actions ordinaires	3 507	3 953	2 787
Actions privilégiées	114	99	92

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont présentées 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 au départ à la retraite; et les gains et pertes de change latents sur les 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 abandonnées. Des rapprochements quantitatifs de nos mesures comparables avec leurs mesures conformes aux PCGR correspondantes et une analyse des ajustements particuliers apportés pour 2025 et les périodes comparatives se trouvent aux pages 25 à 27, 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 92.

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

BAIIA comparable et BAIL comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables », exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAIL comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à l'analyse 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 rentrées 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 28 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2025. 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 comparables 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 rentrées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées 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 27 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 :

2025

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars au titre de certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'abandonner ces projets d'aménagement et de la mise à jour des hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 89 millions de dollars 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;
- une charge avant impôts de 75 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite des participations sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

2024

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars 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 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 sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite des participations sans contrôle;
- un gain avant impôts de 48 millions de dollars lié à la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- un recouvrement avant impôts de 22 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite des participations sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- 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 au titre d'un projet du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'abandonner ce projet d'aménagement du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 24 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus;
- des coûts avant impôts de 10 millions de dollars au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL.

2023

- une charge de dépréciation avant impôts de 2,1 milliards de dollars au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 65 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 44 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 80 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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)	2025	2024	2023
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	3 612	4 199	2 217
Postes particuliers (avant impôts) :			
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	110	36	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ¹	89	(143)	44
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	75	(22)	(80)
Gain sur la vente de PNGTS	—	(572)	—
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt ³	—	(228)	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	(48)	—
Règlement avec un tiers	—	34	—
Coûts liés au projet Focus ⁴	—	24	65
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	10	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	—	2 100
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(30)	(8)	(7)
Activités de gestion des risques ⁵	(228)	433	(395)
Impôts sur des postes particuliers⁶	26	150	(48)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	3 654	3 865	3 896
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,47 \$	4,05 \$	2,15 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,04	(0,32)	1,63
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,51 \$	3,73 \$	3,78 \$

- 1 En 2023, TCPL et TGNH ont contracté une facilité de crédit renouvelable non garantie. Bien que le prêt et l'emprunt soient éliminés lors de la consolidation, les différences de monnaie de présentation de chacune des entités font en sorte que le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion de ces soldes dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que les gains et les pertes de change latents en résultant ne reflètent pas les montants qui seront réalisés au règlement, nous les excluons des mesures comparables, déduction faite des participations sans contrôle.
- 2 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. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.
- 3 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 note 19 « Dette à long terme » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.
- 4 En 2023 et en 2024, nous avons comptabilisé les charges liées au projet Focus qui 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.

5

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gazoducs – États-Unis	58	(113)	80
Installations énergétiques au Canada	(16)	84	(31)
Installations énergétiques aux États-Unis	9	(10)	9
Stockage de gaz naturel	(35)	(57)	91
Taux d'intérêt	2	(71)	—
Change	210	(266)	246
	228	(433)	395
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(56)	105	(99)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	172	(328)	296

6 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	2025	2024	2023
(en millions de dollars, sauf les montants par action)			
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies			
Gazoducs – Canada	3 687	3 388	3 335
Gazoducs – États-Unis	4 906	4 511	4 385
Gazoducs – Mexique	1 365	999	805
Énergie et solutions énergétiques	1 008	1 214	1 020
Siège social	(14)	(63)	(73)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	10 952	10 049	9 472
Amortissement	(2 769)	(2 535)	(2 446)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 409)	(3 176)	(2 966)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	453	784	575
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	96	(85)	118
Intérêts créditeurs et autres	205	324	272
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(1 112)	(772)	(890)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(643)	(620)	(146)
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	3 654	3 865	3 896
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	3,51 \$	3,73 \$	3,78 \$

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison de 2025 et de 2024

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies de 2025 a été supérieur de 903 millions de dollars à celui de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du BAIIA du secteur Gazoducs – Canada, attribuable principalement à la hausse des coûts transférables et des revenus au titre des incitatifs relatif au réseau de NGTL et au réseau principal ainsi qu'à la hausse des apports de Coastal GasLink découlant surtout de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc au quatrième trimestre de 2024;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique, attribuable surtout au résultat accru de TGNH se rapportant principalement à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de la charge d'impôts plus importante ayant découlé avant tout de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis, attribuable à l'augmentation du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et aux ventes contractuelles additionnelles, facteurs en partie contrebalancés par la baisse du bénéfice provenant de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et l'augmentation des coûts d'exploitation;
- le BAIIA à la hausse du secteur Siège social résultant surtout des coûts engagés en 2024 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées;
- le BAIIA moindre du secteur Énergie et solutions énergétiques imputable aux apports inférieurs de Bruce Power attribuable surtout au programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 4, à la hausse des coûts d'exploitation en partie contrée par le prix contractuel plus élevé, ainsi qu'à la diminution des résultats des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la baisse des prix de l'électricité réalisés, facteurs contrebalancés en partie par l'apport des installations de stockage de gaz naturel et autres reflétant l'incidence nette de la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires et l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta;
- 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 76, le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies libellé en dollars US a augmenté de 463 millions de dollars US par rapport à celui de 2024, et a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,40 en 2025, contre 1,37 en 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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 75, 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.

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 2025 et de 2024

Le résultat comparable découlant des activités poursuivies de 2025 a été inférieur de 211 millions de dollars, ou 0,22 \$ par action ordinaire, à celui de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies décrites ci-dessus;
- la charge d'impôts accrue attribuable surtout à l'exposition au change au Mexique et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable à l'achèvement du projet de gazoduc Southeast Gateway;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison surtout des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL et des changements apportés aux taux d'amortissement en raison du règlement visant Columbia Gas;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la diminution des intérêts capitalisés attribuable à la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024 et aux emprunts à court terme plus élevés;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des intérêts gagnés sur les placements à court terme et à l'augmentation des provisions liées aux assurances;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en raison surtout de l'incidence nette de l'augmentation du bénéfice net tiré des actifs de Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et de Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf »), de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 ainsi que de l'effet, pour un exercice complet, de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US, ainsi que la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

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 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 principalement attribuable à l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au quatrième trimestre de 2023 et à l'effet, pour un exercice complet, de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024, facteurs contrés en partie par la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024.

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 d'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. 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

Nous nous attendons à ce que notre BAIIA comparable de 2026 et notre résultat comparable par action ordinaire pour 2026 soient supérieurs à ceux de 2025, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2026 et l'incidence sur un exercice complet des projets mis en service en 2025;
- la hausse des produits résultant du règlement visant Columbia Gas;
- l'accroissement de la production nette de Bruce Power en raison de la remise en service du réacteur 3 à la suite de l'arrêt d'exploitation nécessaire au programme de RCP, ce qui a été contré en partie par le début de l'arrêt d'exploitation nécessaire au RCP du réacteur 5;
- la hausse de l'amortissement en raison de la mise en service de projets dans les secteurs Gazoduc – Canada et Gazoducs – États-Unis;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison essentiellement de la mise en service du gazoduc Southeast Gateway en 2025.

Dépenses en immobilisations consolidées

En 2025, nous avons engagé des dépenses en immobilisations brutes d'environ 5,9 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 environ 5,3 milliards de dollars.

Nous devrions engager des dépenses en immobilisations brutes se situant entre 6,0 et 6,5 milliards de dollars en 2026, 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 2026.

La majeure partie de notre programme d'investissement de 2026 concerne l'avancement de projets garantis comme les projets de gazoducs aux États-Unis, l'expansion du réseau de NGTL, les projets de gazoduc au Mexique, les programmes de RCP à Bruce Power et les dépenses d'investissement de maintien engagées dans le cours normal des activités.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses en immobilisations prévus de 2026.

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 21 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 2025, nous avons mis en service des projets totalisant environ 8,3 milliards de dollars, ce qui comprenait des projets visant la capacité des gazoducs dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord, y compris le gazoduc Southeast Gateway, 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 2,2 milliards de dollars ont été engagées au cours de la période.

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 canadiens, sauf indication contraire)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 31 décembre 2025
Gazoducs – Canada¹			
Réseau de NGTL	2026	0,5 ²	0,4
	2027	0,4 ²	—
	2028+	0,6 ²	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2026-2028	2,6	—
Gazoducs – États-Unis			
Gillis Access – prolongement	2026-2027	0,4 US	0,1 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	0,1 US
Projet Northwoods	2029	0,9 US	—
Projets Pulaski et Maysville	2029	0,8 US	—
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie	2030	0,3 US	—
Projets TCO Connector	2030	0,3 US	—
Autres investissements ³	2026-2031	1,9 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2026-2028	2,6 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁵	—	0,4 US	0,3 US
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – RCP du réacteur 3	2026	1,1	1,1
Bruce Power – RCP du réacteur 4 ⁶	2028	0,9	0,4
Bruce Power – RCP du réacteur 5 ⁶	2030	1,1	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁷	2026-2031	1,5	0,7
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁸	2026-2028	0,5	—
		18,1	4,0
Incidence du change sur les projets garantis ⁹		3,3	0,4
Total des projets garantis		21,4	4,4

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.

2 Comprend les montants liés aux projets prévus dans le plan de croissance pluriannuel pour lesquels une décision d'investissement finale a été obtenue.

3 Comprend des dépenses en immobilisations liées à certains projets de maintenance de grande envergure dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière en matière de recouvrements réglementaires.

4 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.

5 Coût estimatif du projet conformément aux contrats conclus en 2022 dans le cadre de l'alliance stratégique de TGNH intervenue entre TC Énergie et 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.

6 Les montants sont présentés déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement attendus.

7 Reflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs jusqu'en 2027, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production.

8 Comprendent 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.

9 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,37 au 31 décembre 2025.

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 ayant diverses dates de mise en service, 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 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 nous confère une bonne position pour fournir du gaz naturel par l'intermédiaire des entreprises de services publics clientes ou au moyen d'un raccordement direct. Parmi les autres occasions, citons les raccordements directs et indirects visant à fournir du gaz naturel servant à alimenter en électricité les centres de données, 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 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion d'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 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.

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.

En janvier 2025, le gouvernement de l'Ontario a annoncé un investissement à hauteur d'au plus 285 millions de dollars dans l'avancement des travaux préalables à l'aménagement du projet. Grâce à cet investissement, les travaux d'aménagement essentiels progressent, ce qui comprend 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. Notre conseil d'administration, la Nation ojibway de Saugeen et le gouvernement de l'Ontario devraient chacun prendre une décision d'investissement finale à l'égard du projet après les travaux préalables à l'aménagement.

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 – 63 185 km (39 260 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 30 986 km (19 253 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 à la durabilité à nos décisions relatives aux nouveaux projets, à la modernisation, à la maintenance, à l'électrification et à l'amélioration de la détection des fuites. Notre modèle commercial produit des avantages socioéconomiques, car nous travaillons étroitement avec les communautés autochtones, les organismes communautaires, les propriétaires fonciers 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 0,2 milliard de dollars en 2025 se rapportant principalement au tronçon Valhalla du projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») de NGTL;
- décisions d'investissement finales à l'égard d'installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel totalisant environ 1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2025 et ayant des dates de mise en service à compter de 2026;
- débits entrants records sur le réseau de NGTL;
- débits forts et soutenus sur le réseau principal au Canada.

Gazoducs – États-Unis

- mise en service de projets d'investissement d'environ 2,7 milliards de dollars US en 2025, y compris les projets East Lateral XPress, VR, WR, Eastern Panhandle et Ventura XPress, ainsi que des dépenses d'investissement de maintien;
- approbation de projets d'investissement d'environ 2,3 milliards de dollars US, y compris les projets Northwoods et TCO Connector;
- 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 de ses tarifs maximums de transport entrant en vigueur le 1^{er} avril 2025 et le 30 octobre 2025, et approbation par la FERC du dossier de règlement (le « règlement visant Columbia Gas »). Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients au quatrième trimestre de 2025;
- dépôt de dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 auprès de la FERC par ANR et par Great Lakes en avril 2025 pour demander une augmentation de leurs tarifs maximums de transport qui entreront en vigueur le 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Les dossiers tarifaires progressent comme prévu et nous continuons de travailler en collaboration dans le cadre de négociations en vue d'un règlement;
- débits records sur un certain nombre de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- achèvement du gazoduc Southeast Gateway en mai 2025. En juillet 2025, la CNE, nouvellement constituée, a approuvé nos tarifs réglementés requis pour fournir des services aux futurs utilisateurs potentiels des services interruptibles du gazoduc Southeast Gateway autres que la CFE;
- poursuite de la croissance de l'utilisation globale 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.

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. En mars 2025, la réglementation des gazoducs au Mexique a été transférée de la CRE à la CNE, un organisme nouvellement constitué faisant partie du SENER.

Ces organismes réglementent la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation demandée des infrastructures pipelinères. En ce qui a trait à nos actifs à tarifs réglementés au Canada et aux États-Unis, ces 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 généralement 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. Au Mexique, même si la majeure partie de notre capacité est visée par des tarifs contractuels à long terme, l'organisme de réglementation établit les tarifs pour les services interruptibles.

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. 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 155 Gpi³/j d'ici 2029, ce qui représente une augmentation d'environ 30 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2024.

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 pipelinaires, 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 nos cibles de réduction 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

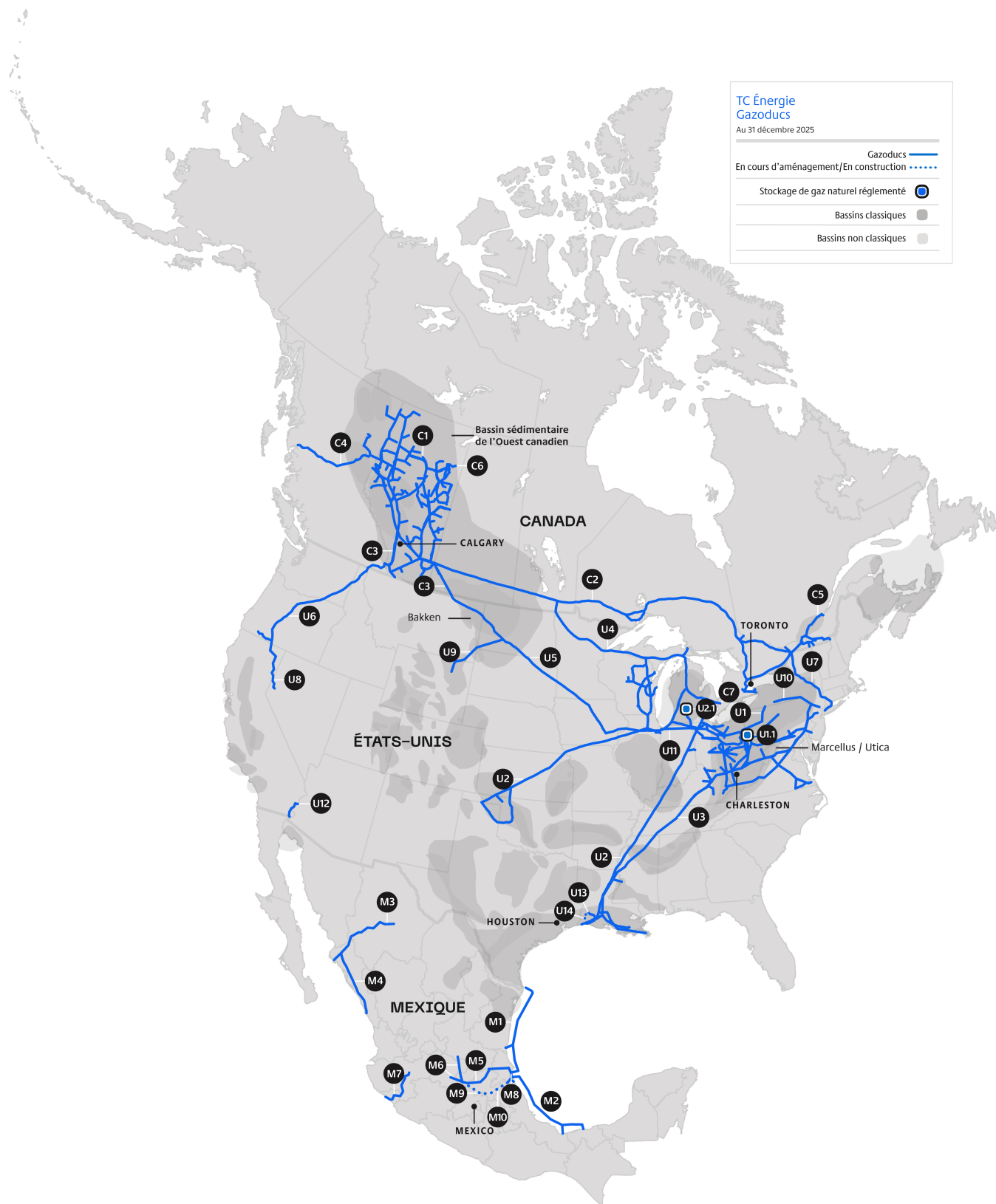
Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin 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 2026, nous continuerons de mettre l'accent sur la réalisation de notre programme d'investissement établi, lequel comprend le démarrage et la poursuite de différents projets de gazoducs aux États-Unis, des investissements au Canada visant notamment le réseau de NGTL et le projet Cedar Link, ainsi que des investissements dans nos gazoducs au Mexique. Nous continuerons de miser sur la gestion des capitaux et d'évaluer les 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				
C1	Réseau de NGTL	24 096 km (14 973 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. Il s'agit de notre réseau de collecte et de transport de gaz naturel pour le BSOC, qui relie la majeure partie de la production de gaz naturel de l'Ouest canadien aux marchés domestiques et d'exportation et qui est bien positionné pour relier l'approvisionnement croissant dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le 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 raccords futurs à d'autres gazoducs desservant la région.	100 %
C2	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. Ce gazoduc 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, en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccords.	100 %
C3	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 %
C4	Coastal GasLink	671 km (417 milles)	Gazoduc qui transporte du gaz naturel de la zone de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique, alimenté par ses raccords au réseau de NGTL et à d'autres gazoducs.	35 %
C5	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 %
C6	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 %
C7	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				
U1	Columbia Gas	18 598 km (11 556 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel principalement en provenance du bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica, deux des plus grands gisements de gaz de schiste d'Amérique du Nord, vers les marchés et les gazoducs de raccordement dans tout le nord-est, le Midwest et la région atlantique des États-Unis, et qui est bien positionné 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.	60 %

		Longueur	Description	Participation
U1.1	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
U2	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. Ce réseau de gazoducs relie les bassins d'approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays au 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, la conduite principale d'ANR 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.	100 %
U2.1	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).	100 %
U3	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. Ce réseau de gazoducs 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.	60 %
U4	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 %
U5	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 %
U6	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 %
U7	Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
U8	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 %
U9	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 %
U10	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 %
U11	Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
U12	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 %
U13	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 %

		Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Mexique				
M1	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. Ce gazoduc extracôtier transporte du gaz naturel depuis la frontière du Texas vers les marchés de l'énergie et les marchés industriels situés dans l'est et le centre du Mexique.	60 %
M2	Southeast Gateway	715 km (444 milles)	Gazoduc extracôtier raccordé au gazoduc Tula qui achemine 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.	86,99 %
M3	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. Ce réseau alimente des centrales électriques et des installations industrielles.	100 %
M4	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. Ce réseau alimente des centrales électriques et des installations industrielles.	100 %
M5	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. Ce réseau alimente des centrales électriques et des installations industrielles.	86,99 %
M6	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 %
M7	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 %
M8	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				
	Réseau de NGTL ^{2,3,4}	35 km (22 milles)	Comprend des installations d'expansion, le poste de compression de Berland River du projet VNBR et des éléments du plan de croissance pluriannuel; mise en service prévue commençant 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				
U14	Gillis access - prolongement ^{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 Bison XPress ^{1,2}	s.o.	Projet de 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.	Diverses

		Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Mexique				
M9	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}	54 km (34 milles)	Comprend des parties des installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel; mise en service prévue commençant en 2027.	100 %
Gazoducs aux États-Unis				
	Projet Pulaski ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc du réseau de Columbia Gulf destiné à desservir des centrales électriques existantes; mise en service prévue pour 2029.	60 %
	Projet Maysville ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc du réseau de Columbia Gulf destiné à desservir des centrales électriques existantes; mise en service prévue pour 2029.	60 %
	TCO Connector	45 km (28 milles)	Projet de prolongement du gazoduc du réseau de Columbia Gas destiné à desservir une nouvelle centrale électrique alimentée au gaz naturel; mise en service prévue pour 2030.	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; mise en service prévue pour 2030.	60 %
	Projet Heartland ^{1,2}	s.o.	Projet d'expansion du réseau d'ANR conçu dans le but d'accroître la capacité et de rehausser la fiabilité du réseau en modernisant les postes de compression; mise en service prévue pour 2027.	100 %
	Projet Northwoods ^{1,2}	s.o.	Projet d'expansion du réseau d'ANR conçu dans le but d'accroître la capacité de répondre à la demande de production d'électricité alimentée au gaz naturel dans le Midwest des États-Unis, y compris les centres de données et la croissance économique globale; mise en service prévue pour 2029.	100 %
Gazoducs au Mexique				
M10	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 est réglementé par le BC Energy Regulator.

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 ». Globalement, la REC a approuvé une structure du capital présumée composée à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, y compris le coût du financement, divisés par une prévision des volumes. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que la REC a approuvé.

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

Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans pour 2025 à 2029 approuvé par la REC (le « règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL »), qui a débuté le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter davantage les taux d'amortissement grâce à un incitatif si les tarifs baissent sous le seuil précisé ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi des mécanismes incitatifs visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, tout en procurant des incitatifs relatifs à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui prévoit un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits.

FAITS MARQUANTS

Réseau de NGTL

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,2 milliard de dollars.

Plan de croissance pluriannuel

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 maximal de 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant des installations d'expansion afin de répondre aux engagements du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts ayant diverses dates de mise en service prévues, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. À ce jour, des installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel totalisant environ 1,1 milliard de dollars et ayant diverses dates de mise en service à compter de 2026 ont obtenu des décisions d'investissement finales. Nous continuons d'évaluer les plans pour chaque installation visée par le plan de croissance pluriannuel afin d'optimiser le coût et l'échéancier. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel devrait accroître le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi³/j.

Projet Valhalla North et Berland River

Nous poursuivons les travaux de construction du projet Valhalla North et Berland River. La section Valhalla, qui comprend un nouveau gazoduc d'environ 33 km (21 milles), a été mise en service au troisième trimestre de 2025 à un coût en capital d'environ 0,2 milliard de dollars. La section Berland River, qui comprend un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes, devrait entrer en service au cours du deuxième semestre de 2026, à un coût en capital estimatif de 0,3 milliard de dollars. Le projet vise à doter le réseau de NGTL d'une capacité supplémentaire d'environ 428 TJ/j (400 Mpi³/j).

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

En octobre 2025, conformément à l'entente commerciale conclue en novembre 2024 par LNG Canada (« LNGC ») et chacun des cinq participants de LNGC, TC Énergie a reçu un paiement non récurrent de 199 millions de dollars au titre des travaux achevés et du règlement final des coûts. Ce paiement a été comptabilisé par TC Énergie en tant que distribution en substance de Coastal GasLink LP dans ses états financiers consolidés de 2024.

Les travaux de remise en état postérieurs à la construction ont été achevés en 2025. En outre, Coastal GasLink LP a réglé toutes les réclamations significatives, ce qui a donné lieu à un recouvrement net positif dans l'ensemble pour Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter la note 30, « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

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 %. En janvier 2026, les investisseurs éventuels ont convenu d'un calendrier exécutoire à l'égard de ces options, qui devrait demeurer en vigueur jusqu'à la fin de 2026. La clôture de la vente est conditionnelle à l'obtention des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNGC.

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). Se reporter à la page 23 pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Réseau de NGTL	2 586	2 393	2 201
Réseau principal au Canada	817	787	789
Autres gazoducs au Canada ¹	284	208	345
BAIIA comparable	3 687	3 388	3 335
Amortissement	(1 523)	(1 382)	(1 325)
BAIL comparable	2 164	2 006	2 010
Postes particuliers :			
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	10	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	—	(2 100)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 164	2 016	(90)

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.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada s'est chiffré à 2,2 milliards de dollars en 2025, comparativement à 2,0 milliards de dollars en 2024 et à une perte sectorielle de 0,1 milliard de dollars en 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- un gain avant impôts de 10 millions de dollars sur la vente d'actifs secondaires au deuxième trimestre de 2024;
- une charge de dépréciation avant impôts de 2,1 milliards de dollars au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP en 2023.

Le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie 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. Le BAIIA comparable est tributaire de ces facteurs, ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts. Ces éléments additionnels 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)	2025	2024	2023
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	804	775	770
Réseau principal au Canada	258	244	230
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	19 277	19 334	19 008
Réseau principal au Canada	3 762	3 697	3 709

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 29 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs, et il a augmenté de 5 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, par suite surtout de l'accroissement de la base d'investissement moyenne attribuable à l'expansion constante des réseaux, contrebalancé en partie par une perte au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL est actuellement exploité aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL, qui a débuté le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter davantage les taux d'amortissement grâce à un incitatif si les tarifs baissent sous le seuil précisé ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi des mécanismes incitatifs visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de

conformité liés aux émissions, tout en procurant des incitatifs relatifs à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour un complément d'information.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 14 millions de dollars en 2025 comparativement à 2024, et de 14 millions de dollars en 2024 comparativement à 2023, 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 2025 a été supérieur de 299 millions de dollars à celui de 2024, principalement en raison des éléments suivants :

- la hausse de la charge d'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que des revenus au titre des incitatifs, contrée en partie par la baisse des charges financières transférables et la diminution du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse des apports de Coastal GasLink attribuable principalement à la mise en service commerciale annoncée du gazoduc au quatrième trimestre de 2024;
- l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, de l'amortissement transférable et des impôts sur le bénéfice relativement au réseau principal au Canada.

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.

Amortissement

L'amortissement pour 2025 a été supérieur de 141 millions de dollars à celui de 2024, en raison surtout des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL. 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 d'expansion.

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 taux de rendement de la base tarifaire des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

En 2026, le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada devrait être supérieur à celui de 2025, en raison principalement des apports plus importants du réseau de 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 2026 sera semblable à celui de 2025.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 1,3 milliard de dollars en 2025 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 1,5 milliard de dollars en 2026, 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.

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 continuera de publier de nouvelles règles 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

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

Columbia Gas a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en avril 2025 et elle a obtenu l'approbation de la FERC en octobre 2025. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 31 mars 2028. Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2031. Le règlement prévoit également des majorations de taux supplémentaires en avril 2026 et en avril 2027 afin de tenir compte des dépenses prévues liées à la modernisation. Au cours du quatrième trimestre de 2025, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients.

Dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 d'ANR et de Great Lakes

En avril 2025, ANR et Great Lakes ont chacune déposé des dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de leurs tarifs maximums de transport respectifs entrant en vigueur le 1^{er} novembre 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 Northwoods

En avril 2025, nous avons approuvé le projet Northwoods, un projet d'expansion de notre réseau d'ANR devant fournir 0,4 Gpi³/j de capacité destinée à répondre à la demande de production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel dans le Midwest des États-Unis, compte tenu des centres de données et de la croissance économique globale. Le projet comprend un doublement de canalisations, l'ajout de postes de compression et d'autres mises à niveau du réseau. La mise en service est prévue pour la fin de 2029 et le coût du projet est estimé à environ 0,9 milliard de dollars US.

East Lateral XPress

Le projet East Lateral XPress, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf qui relie l'approvisionnement aux marchés d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mis en service en mai 2025 à un coût total d'environ 0,3 milliard de dollars US.

Projet Ventura XPress

Le projet Ventura XPress, une série de projets d'ANR devant améliorer la fiabilité du réseau de base et permettre des services de transport contractuels à long terme supplémentaires vers un point de livraison du gazoduc Northern Border situé à Ventura, en Iowa, a été mis en service en octobre 2025 à un coût total d'environ 0,2 milliard de dollars US.

Projet TCO Connector

En octobre 2025, nous avons approuvé le projet TCO Connector sur le réseau de Columbia Gas. Ce projet est conçu dans le but d'offrir une capacité d'environ 0,5 Gpi³/j visant à alimenter de nouvelles centrales électriques alimentées au gaz naturel en vue de soutenir la croissance prévue de la production d'électricité, y compris la croissance attendue des centres de données connectés à notre réseau. La mise en service de ce projet est prévue pour 2030 et le coût du projet est estimé à environ 0,3 milliard de dollars US.

Projets VR et WR

En novembre 2025, les projets VR et WR ont été mis en service. Le projet VR dote le réseau d'une capacité supplémentaire à partir de Greenville County, en Virginie, jusqu'aux points de livraison à Norfolk, en Virginie, et son coût total s'élève à environ 0,5 milliard de dollars US. Le projet WR fournit une capacité à partir du réseau principal vers plusieurs points de livraison de notre réseau d'ANR au Wisconsin, et son coût total s'élève à environ 0,7 milliard de dollars US.

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 23 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)	2025	2024	2023
Columbia Gas ¹	1 803	1 600	1 530
ANR	651	642	650
Columbia Gulf ¹	235	235	208
Great Lakes	191	204	183
GTN	263	188	202
PNGTS ^{1,2}	—	66	104
Autres gazoducs aux États-Unis ³	363	359	371
BAIIA comparable	3 506	3 294	3 248
Amortissement	(743)	(697)	(692)
BAIL comparable	2 763	2 597	2 556
Incidence du change	1 106	959	895
BAIL comparable (en dollars CA)	3 869	3 556	3 451
Postes particuliers :			
Gain sur la vente de PNGTS	—	572	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	38	—
Activités de gestion des risques	58	(113)	80
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	3 927	4 053	3 531

1 Comprend des participations sans contrôle. 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 en août 2024.

3 Comprennent 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 2025 a été inférieur de 126 millions de dollars à celui de 2024, et celui de 2024 a été supérieur de 522 millions de dollars à celui de 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars sur la vente de PNGTS finalisée en août 2024;
- un gain avant impôts de 38 millions de dollars sur la vente d'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- 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 US en 2025 et en 2024 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 un complément d'information.

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 2025 a été supérieur de 212 millions de dollars US à celui de 2024, principalement en raison de l'effet net des facteurs suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} avril 2025 conformément au règlement de Columbia Gas. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - États-Unis » pour un complément d'information;
- le résultat supplémentaire tiré des projets mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à GTN;
- le résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- la diminution du résultat par suite de la vente de notre participation de 61,7 % dans PNGTS finalisée en août 2024;
- la baisse de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois et de Millennium;
- la diminution du bénéfice attribuable aux charges d'exploitation plus élevées, ce qui reflète l'utilisation du réseau ainsi que les projets mis en service dans l'ensemble de notre empreinte.

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 en 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.

Amortissement

L'amortissement en 2025 a augmenté de 46 millions de dollars US par rapport à celui de 2024, et celui de 2024 a augmenté de 5 millions de dollars US par rapport à celui de 2023. La hausse de l'amortissement est attribuable surtout aux nouveaux projets mis en service et aux changements apportés aux taux d'amortissement par suite du règlement visant Columbia Gas, 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 2026 devrait être supérieur à celui de 2025, en raison surtout de la mise en service pour un exercice complet des projets East Lateral XPress, Ventura XPress, VR and WR, ainsi que de l'application sur un exercice complet des tarifs accrus de Columbia Gas par suite du règlement visant Columbia Gas. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons qu'en 2026, nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2025. Nous nous attendons cependant à ce que ces résultats positifs soient en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation reflétant l'utilisation accrue soutenue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte et par la hausse prévue des impôts fonciers qui découlera de la mise en service de divers projets d'investissement.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations totalisant 2,4 milliards de dollars US en 2025 à l'égard de nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer une somme d'environ 2,4 milliards de dollars US en 2026, essentiellement à l'égard des projets d'expansion de Columbia Gas et d'ANR et du projet d'expansion Gillis Access, ainsi que sous forme de 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 2026, 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

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

Le gazoduc Southeast Gateway a été mis en service et nous avons commencé à percevoir des droits en mai 2025. En juillet 2025, la CNE, nouvellement constituée, a approuvé nos tarifs réglementés requis pour fournir des services aux futurs utilisateurs potentiels des services interruptibles du gazoduc Southeast Gateway autres que la CFE.

En 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % dans celle-ci. La participation de la CFE dans TGNH devrait atteindre un maximum de 15 %, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055.

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 23 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)	2025	2024	2023
TGNH ^{1,2}	625	231	232
Sur de Texas ³	79	220	75
Topolobampo	154	156	157
Guadalajara	57	56	61
Mazatlán	66	67	71
BAIIA comparable	981	730	596
Amortissement	(69)	(67)	(66)
BAII comparable	912	663	530
Incidence du change	357	244	186
BAII comparable (en dollars CA)	1 269	907	716
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	(83)	22	80
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	1 186	929	796

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

2 Comprend des participations sans contrôle. 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 2025 a été supérieur de 257 millions de dollars à celui de 2024, et celui de 2024 a été supérieur de 133 millions de dollars à celui de 2023, ce qui comprend une charge de 83 millions de dollars en 2025 (recouvrement de 22 millions de dollars en 2024; recouvrement de 80 millions de dollars en 2023) liée à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US en 2025 et en 2024 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 2025 a été supérieur de 251 millions de dollars US à celui de 2024 par suite principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat de TGNH attribuable à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025;
- 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 à la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain et à la charge d'impôts plus élevée en raison surtout de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique en 2024 a été supérieur de 134 millions de dollars US à celui de 2023, en raison principalement 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 à 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'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes conformément au contrat de transport et des coûts d'exploitation plus élevés.

Amortissement

L'amortissement est demeuré généralement stable entre 2025 et 2024 ainsi qu'entre 2024 et 2023. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service ont été sortis des immobilisations corporelles pour être pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » de notre bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'ayant été comptabilisée.

Résultats de Sur de Texas

Les résultats de Sur de Texas reflètent 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. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer l'exposition au risque de change de Sur de Texas, et l'incidence de ces dérivés est comptabilisée au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le tableau ci-dessous présente notre quote-part du bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation et l'incidence des fluctuations des taux de change du peso mexicain par rapport au dollar US sur notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas .

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2025	2024	2023
Bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation avant l'incidence du change	136	137	137
Incidence du change prise en compte dans le bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation	(57)	83	(62)
BAIIA comparable – Sur de Texas	79	220	75

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 2026 devrait être supérieur à celui de 2025 grâce au projet Southeast Gateway, achevé au deuxième trimestre de 2025.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 0,2 milliard de dollars US en 2025, principalement à l'égard de la construction du gazoduc Southeast Gateway et des dépenses d'investissement de maintien. Nous prévoyons consacrer environ 0,2 milliard de dollars US à l'achèvement de projets de construction de gazoducs au Mexique en 2026.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 98 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 pipelinières 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 pipelinière

En dernière analyse, c'est la demande de capacité pipelinière 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 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 activités et nos occasions 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. Nos activités sont fondées sur la production d'énergie nucléaire et conçues de manière à permettre une croissance évolutive à faibles risques qui s'adapte à l'évolution des besoins énergétiques. En mettant à contribution notre expertise en matière de gaz naturel et d'électricité, nous dégageons une valeur additionnelle grâce à la commercialisation et à l'optimisation des réseaux, tout en maximisant la disponibilité de nos centrales de cogénération. 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 important dans la décarbonation des sources énergétique et nous continuerons de développer nos compétences et nos capacités à l'égard des nouvelles technologies et des nouveaux marchés dont le cadre commercial est conforme à la proposition de valeur de TC Énergie, soit une croissance solide à faibles risques et une performance reproductible.

Faits récents

- Bruce Power a effectué les arrêts prévus des réacteurs 2 et 5 en 2025.
- Le 2 avril 2025, Bruce Power a reçu la confirmation par la SIERE de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5.

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.

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 effectue 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, désignés sous le nom de programme de gestion d'actifs. 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 d'au moins 35 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. Les programmes de RCP des réacteurs 3 et 4, soit le deuxième et le troisième volets du programme de RCP, ont commencé aux premiers trimestres de 2023 et de 2025 et devraient se terminer en 2026 et en 2028, respectivement. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5 a été confirmée par la SIERE le 2 avril 2025. Le programme de RCP du réacteur 5 devrait commencer au quatrième trimestre de 2026, en vue d'une remise en service vers le début de 2030. Les investissements dans les programmes de RCP des deux autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

En parallèle avec le programme de RCP, le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production (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. 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 2025 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 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 2025, aucune provision n'avait été constituée au titre des efficacités opérationnelles pour la période allant de 2025 à 2027, et aucune efficacité opérationnelle au chapitre des coûts n'a été réalisée pour la période allant de 2019 à 2024.

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 récolte du lutétium-177, un isotope médical utilisé dans le traitement du cancer de la prostate et des tumeurs neuroendocrines. Le lutétium-177 est produit et récolté lorsque Bruce Power produit de l'électricité. La production de cet isotope comprend un partenariat avec la Nation ojibway de Saugeen, dont le territoire traditionnel est celui où se trouvent les installations de Bruce Power. En outre, Bruce Power s'est engagée à construire un ensemble de cellules chaudes dans le comté de Bruce afin de rationaliser la chaîne d'approvisionnement du lutétium-177 de courte durée et de veiller à ce qu'il parvienne rapidement aux patients atteints du cancer dans le monde entier.

Conventions d'achat d'électricité

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

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

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

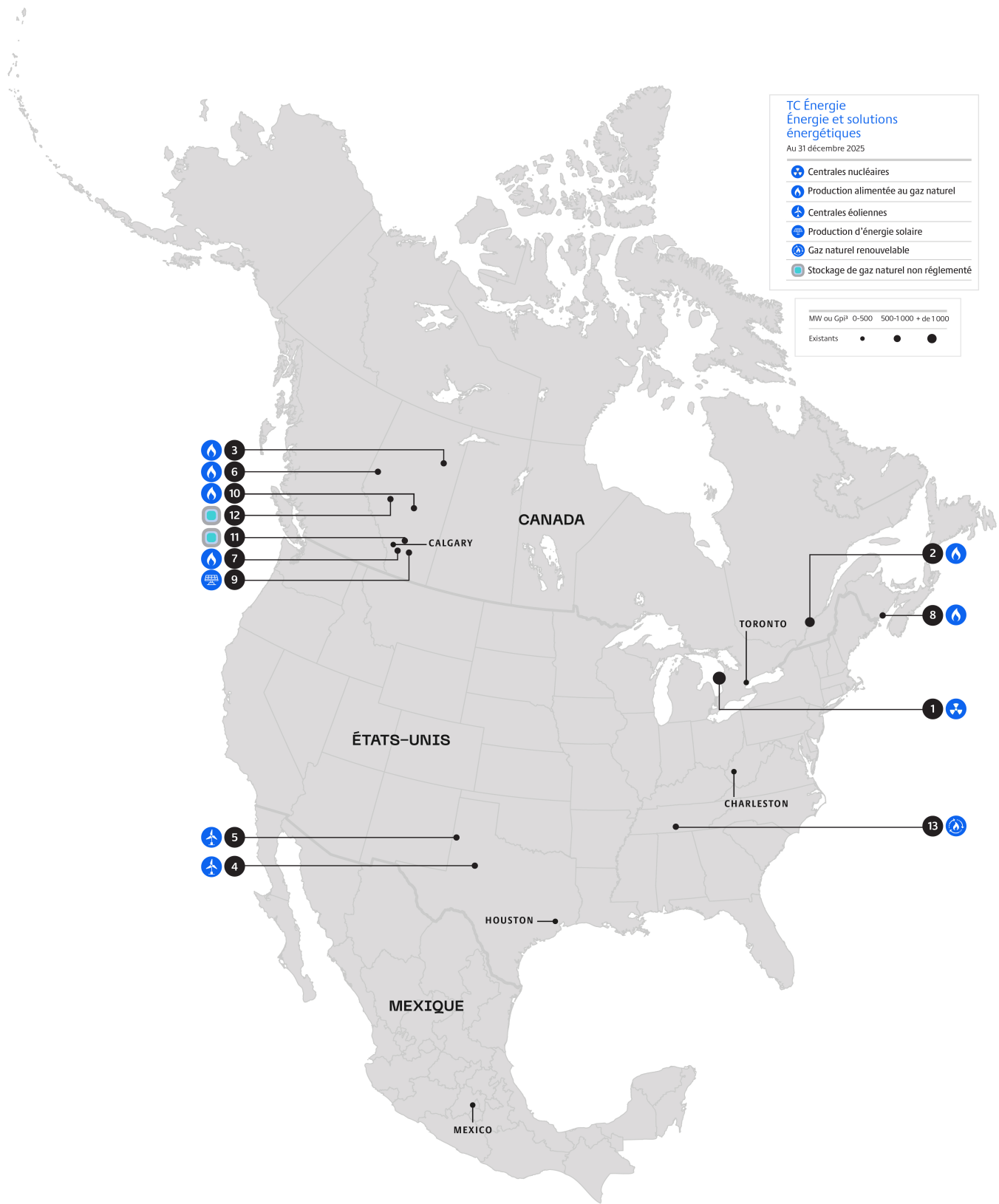
Stockage de gaz naturel au Canada

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 d'électricité combinée 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 2 avril 2025, Bruce Power a reçu la confirmation par la SIERE de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5. Le RCP du réacteur 5 devrait commencer au quatrième trimestre de 2026, en vue d'une remise en service vers le début de 2030.

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 23 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)	2025	2024	2023
Bruce Power ¹	733	890	680
Installations énergétiques au Canada	181	273	334
Stockage de gaz naturel et autres ²	94	51	6
BAIIA comparable	1 008	1 214	1 020
Amortissement	(113)	(101)	(92)
BAIL comparable	895	1 113	928
Postes particuliers :			
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	(110)	(36)	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	30	8	7
Activités de gestion des risques	(42)	17	69
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	773	1 102	1 004

1 Comprend notre quote-part du bénéfice tiré de Bruce Power.
2 Comprend 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 diminué de 329 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 et augmenté de 98 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars en 2025 (36 millions de dollars en 2024) au titre de certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre l'aménagement ainsi que de la mise à jour des hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs au départ 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.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a reculé de 206 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des apports de Bruce Power du fait du recul de la production attribuable surtout au programme de RCP du réacteur 4 et de l'augmentation des coûts d'exploitation, facteurs en partie contrés par le prix contractuel plus élevé. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- les résultats moindres des installations énergétiques au Canada essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés;
- l'augmentation au titre des installations de stockage de gaz naturel et des autres apports reflétant la baisse des coûts liés aux activités d'expansion des affaires, contrebalancée en partie par le rétrécissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta au premier trimestre de 2025 et la diminution de l'apport de nos activités de commercialisation aux États-Unis.

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.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 12 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 après la mise en œuvre de projets de maintenance et il a augmenté de 9 millions de dollars en 2024 comparativement à 2023, en raison surtout de l'acquisition des 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 BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 23 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 BAIL comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)			
	2025	2024	2023
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAIL comparable :			
Produits ¹	2 112	2 242	1 941
Charges d'exploitation	(1 000)	(984)	(917)
Amortissement et autres	(379)	(368)	(344)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	733	890	680
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	91 %	92 %	92 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	152	160	106
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	44	32	62
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	19 126	22 209	20 447
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	109 \$	100 \$	94 \$

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 au départ 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, selon le cas.

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 latents liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Les travaux d'entretien prévus en 2025 ont été achevés au premier trimestre en ce qui a trait à réacteur 5 et au quatrième trimestre en ce qui a trait à réacteur 2. Les travaux d'entretien des réacteurs 5 à 8 prévus en 2024 ont été achevés 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.

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

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques pour 2026 devrait être plus élevé que celui de 2025 du fait surtout de la quote-part accrue du bénéfice de Bruce Power en raison de la remise en service attendue du réacteur 3 au début du troisième trimestre de 2026 après son arrêt d'exploitation au titre du RCP, de la hausse des prix contractuels et de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus non liés au programme de RCP. Ces facteurs favorables devraient être contrebalancés en partie par le commencement de l'arrêt d'exploitation du réacteur 5 au titre du RCP au quatrième trimestre de 2026. L'apport des installations énergétiques au Canada devrait reculer en raison de la diminution de la production et de la hausse des prix du gaz naturel, contrebalancées en partie par l'augmentation des prix de l'électricité en Alberta. Le résultat des installations de stockage de gaz naturel et autres devrait être semblable à celui de 2025.

Des travaux d'entretien à Bruce Power sont prévus en 2026 et ils visent le réacteur 8 au premier trimestre et le réacteur 1 au troisième trimestre. Exclusion faite des programmes de RCP des réacteurs 3, 4 et 5, la capacité disponible moyenne en 2026 devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 %.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 0,9 milliard de dollars en 2025, principalement à l'égard de notre quote-part du programme de RCP des réacteurs 3 et 4 à Bruce Power et des programmes de gestion d'actifs, de même que des projets d'investissement de maintien dans tout le secteur. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations semblables en 2026, soit d'environ 1,0 milliard de dollars, principalement à l'égard de notre quote-part des programmes de RCP des réacteurs 4 et 5 de Bruce Power et des programmes de gestion d'actifs.

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 98 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 disponibilité 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

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2018, des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») ont intenté un recours collectif relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (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. La part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts a été estimée à 350 millions de dollars US, majorés des intérêts postérieurs à la décision. TC Énergie a fait appel de la décision auprès de la Cour suprême du Delaware et, le 17 juin 2025, la Cour suprême a rendu une décision qui a renversé le verdict de responsabilité du tribunal à l'encontre de TC Énergie. Le 10 juillet 2025, le tribunal a entériné la décision définitive, invalidant son jugement précédent et rejetant les demandes des plaignants à l'encontre de TC Énergie. Par conséquent, l'affaire s'est conclue en faveur de TC Énergie, sans obligations. Il n'existe aucun autre droit de faire appel.

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 23 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)	2025	2024	2023
BAIIA comparable	(14)	(63)	(73)
Amortissement	—	(5)	(6)
BAII comparable	(14)	(68)	(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)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(14)	(136)	(144)

En 2025, la perte sectorielle du secteur Siège social s'est élevée à 14 millions de dollars, comparativement à 136 millions de dollars et à 144 millions de dollars en 2024 et en 2023, respectivement, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII 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;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars en 2024 au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social comprend 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.

Amortissement

L'amortissement en 2024 et en 2023 comprend l'amortissement relatif 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.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(816)	(856)	(895)
Libellés en dollars US	(1 716)	(1 855)	(1 692)
Incidence du change	(683)	(685)	(592)
	(3 215)	(3 396)	(3 179)
Autres intérêts et charge d'amortissement	(204)	(147)	(261)
Intérêts capitalisés	10	191	187
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	176	287
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(3 409)	(3 176)	(2 966)
Postes particuliers :			
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt	—	228	—
Activités de gestion des risques	2	(71)	—
Intérêts débiteurs	(3 407)	(3 019)	(2 966)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 388 millions de dollars en 2025 par rapport à ceux de 2024 et de 53 millions de dollars en 2024 par rapport à ceux de 2023. 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;
- 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 2025 ont été supérieurs de 233 millions de dollars à ceux de 2024, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024;
- l'absence d'intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées en 2025;
- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme, y compris les intérêts débiteurs moindres à la suite des offres publiques d'achat en trésorerie de TCPL au quatrième trimestre de 2024;
- l'augmentation des emprunts à court terme.

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 de l'affaiblissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la diminution des emprunts à court terme.

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)	2025	2024	2023
Libellée en dollars CA	51	34	102
Libellée en dollars US	284	546	350
Incidence du change	118	204	123
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	453	784	575

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 331 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique principalement par les projets d'expansion du réseau de NGTL. La baisse de la provision libellée en dollars US a découlé avant tout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et de la suspension de la comptabilisation de la provision liée au tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes au premier trimestre de 2025, à la suite de retards persistants dans la construction du projet en attendant la résolution de questions relatives aux parties prenantes, ce qui a été neutralisé en partie par les dépenses en immobilisations engagées à l'égard de nos projets de gazoducs aux États-Unis.

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 en 2024. 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.

Gains (pertes) de change, montant net

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gains (pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	96	(85)	118
Postes particuliers :			
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	(149)	204	(44)
Activités de gestion des risques	210	(266)	246
Gains (pertes) de change, montant net	157	(147)	320

1 Comprennent des participations sans contrôle. Se reporter à la section « (Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Les gains (pertes) de change, montant net ont varié de 304 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 et de 467 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023. 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 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 gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable ont varié de 181 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024. 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 inscrites en 2025 comparativement aux gains de change inscrits en 2024 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 (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable ont varié de 203 millions de dollars en 2024 par rapport à 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.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Libellés en dollars CA	49	87	62
Libellés en dollars US	112	172	156
Incidence du change	44	65	54
Intérêts créditeurs et autres	205	324	272

Les intérêts créditeurs et autres ont reculé de 119 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme libellés en dollars canadiens et en dollars US;
- la hausse des provisions liées aux assurances;
- l'augmentation du revenu de placement et la variation de la juste valeur d'autres placements restreints.

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 52 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme libellés en dollars canadiens;
- la baisse des provisions liées aux assurances.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2025	2024	2023
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(1 112)	(772)	(890)
Postes particuliers :			
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	25	9	—
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(13)	10	—
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	24	(7)	(25)
Gain sur la vente de PNGTS	—	(116)	—
Réévaluation des soldes d'impôts reportés	—	(96)	—
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt	—	(50)	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	15	—
Règlement avec un tiers	—	8	—
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
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(7)	(2)	(2)
Activités de gestion des risques	(55)	105	(99)
(Charge) recouvrement d'impôts	(1 138)	(922)	(842)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2025 a augmenté de 216 millions de dollars par rapport à celle de 2024, et celle de 2024 a augmenté de 80 millions de dollars par rapport à celle de 2023.

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.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2025 a augmenté de 340 millions de dollars par rapport à celle de 2024, en raison surtout de l'exposition au change au Mexique et de la hausse des impôts sur le bénéfice transférables.

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 sur notre exposition au risque de change au Mexique.

(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 31 décembre 2025	2025	2024	2023
Columbia Gas et Columbia Gulf ¹	40 %	(631)	(571)	(143)
TGNH ²	13,01 %	(50)	(48)	—
Parcs éoliens au Texas ³	100 %	38	29	38
PNGTS ⁴	néant	—	(30)	(41)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(643)	(620)	(146)
Postes particuliers :				
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés		60	(61)	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location		8	—	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(575)	(681)	(146)

- 1 En 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.
- 2 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.
- 3 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.
- 4 La vente de PNGTS a été menée à terme en août 2024.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a reculé de 106 millions de dollars en 2025 en regard de 2024 et de 535 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du (bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable :

- 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;
- la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 23 millions de dollars en 2025 en regard de 2024. Cette augmentation découle surtout de la hausse du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf, de l'incidence nette de la hausse du BAIIA et de la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction de TGNH à la suite de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, de l'incidence sur un exercice complet de la vente d'une participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE au deuxième trimestre de 2024 et de l'incidence globale du change. Ces facteurs ont été contrés en partie par la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 474 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, 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.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Dividendes sur les actions privilégiées	(119)	(104)	(93)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 15 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024 et de 11 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2025 ainsi que du rajustement du taux de dividendes et des conversions visant certaines séries d'actions privilégiées en 2025 et 2024. Se reporter à note 24 « Actions privilégiées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

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 2025, 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)	2025	2024	2023
BAIIA comparable			
Gazoducs aux États-Unis	3 506	3 294	3 248
Gazoducs au Mexique	981	730	596
	4 487	4 024	3 844
Amortissement	(812)	(764)	(758)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 716)	(1 855)	(1 692)
Intérêts créditeurs et autres	112	172	156
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	125	189
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	284	546	350
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(466)	(481)	(156)
	1 889	1 767	1 933
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,40	1,37	1,35

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 au secteur Gazoducs – 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 2025	18,00
31 décembre 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91

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)	2025	2024	2023
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(80)	115	(83)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	140	(53)	224
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(89)	110	(133)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	7	(11)	—
	(22)	161	8

- 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. Se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Sièges sociaux » 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 prorogeons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Plan financier

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 21 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 2025, exclusion faite des activités abandonnées, notre actif à court terme s'élevait à 6,1 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 9,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,7 milliards de dollars, comparativement à 4,8 milliards de dollars au 31 décembre 2024. 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;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 7,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 7,2 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,6 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, ainsi que les accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,3 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 31 décembre 2025;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,1 milliards de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 1,5 milliard de dollars restait inutilisée au 31 décembre 2025, déduction faite d'une somme de 0,6 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours;
- 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 2025, notre actif total lié aux activités poursuivies se chiffrait à 118,6 milliards de dollars, comparativement à 117,9 milliards de dollars au 31 décembre 2024, ce qui reflète notre programme d'investissement pour 2025, nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et notre fonds de roulement, partiellement contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar US au 31 décembre 2025 par rapport au 31 décembre 2024 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2025, notre passif total lié aux activités poursuivies s'établissait à 81,7 milliards de dollars, comparativement à 79,6 milliards de dollars au 31 décembre 2024, en raison de l'incidence nette de la variation de la dette, du fonds de roulement et de l'affaiblissement du dollar US au 31 décembre 2025 par rapport au 31 décembre 2024 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)	2025	Pourcentage du total	2024	Pourcentage du total
Billets à payer	1 200	2 %	387	1 %
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	46 792	48 %	47 931	49 %
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(168)	—	(801)	(1 %)
	47 824	50 %	47 517	49 %
Billets subordonnés de rang inférieur	12 094	12 %	11 048	11 %
Actions privilégiées	2 255	2 %	2 499	3 %
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 040	26 %	25 093	26 %
Participations sans contrôle	9 604	10 %	10 768	11 %
	96 817	100 %	96 925	100 %

Les dispositions de divers actes de fiducie, accords de crédit et autres conventions conclus 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 2025, 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)	2025	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 346	7 696	7 268
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 458)	(6 909)	(12 287)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 516)	(3 874)	8 093
	(628)	(3 087)	3 074
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(5)	210	(16)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(633)	(2 877)	3 058

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Comprennent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. 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)	2025	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 346	7 696	7 268
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	503	(199)	(207)
Fonds provenant de l'exploitation	7 849	7 497	7 061
Postes particuliers :			
Règlement avec South Bow	147	—	—
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)
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles au titre des décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(3)	53
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles à la sortie d'une participation ³	—	—	736
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	—	—	14
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 996	7 890	7 980

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Comprennent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023. 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 diminué de 350 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu, ce qui a été partiellement contrebalancé par la hausse des fonds provenant de l'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.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 106 millions de dollars en 2025 par rapport à 2024, en raison principalement de la hausse du BAIIA comparable et des activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US, ce qui a été contré en partie par la diminution des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

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.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Dépenses d'investissement²			
Dépenses en immobilisations	(5 270)	(6 308)	(8 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(16)	(50)	(142)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 051)	(1 546)	(4 149)
	(6 337)	(7 904)	(12 298)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	549	23
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	791	33
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(307)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	250
Montants reportés et autres	(126)	(345)	12
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 458)	(6 909)	(12 287)

1 Comprennent 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. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs - Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation », et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2024 et 2025, passant de 6,9 milliards de dollars à 6,5 milliards de dollars, en raison essentiellement de la diminution des dépenses d'investissement en 2025, contrebalancée en partie par le produit de la vente d'actifs comptabilisé en 2024.

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 partiellement en raison de la hausse du produit de la vente d'actifs et des distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Dépenses d'investissement¹

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Gazoducs – Canada	1 405	2 100	6 184
Gazoducs – États-Unis	3 457	2 575	2 660
Gazoducs – Mexique	522	2 228	2 292
Énergie et solutions énergétiques	922	824	1 080
Siège social	31	50	33
	6 337	7 777	12 249
Activités abandonnées	—	127	49
	6 337	7 904	12 298

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. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite d'autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 3,1 milliards de dollars dans le secteur Gazoducs - Canada. Se reporter à la note 5 « Informations sectorielles », à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation », et à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Dépenses en immobilisations

En 2025, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des projets de Columbia Gas et d'ANR, de l'expansion du réseau de NGTL et des investissements de maintien. La diminution des dépenses en immobilisations en 2025 par rapport à 2024 reflète l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, ce qui a été en partie contrebalancé par l'accroissement des dépenses liées aux projets d'ANR.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2025 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient les dépenses liées aux projets du secteur Énergie et solutions énergétiques.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2025 comparativement à 2024, en raison surtout de la diminution des avances de fonds à Coastal GasLink LP par l'intermédiaire du prêt subordonné.

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 11 « Prêts entre sociétés liées » des états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2025 comparativement à 2024, en raison principalement des distributions de Millenium dans le cadre de son programme de financement de la dette en 2024 ainsi que de la diminution du rendement du capital investi découlant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Iroquois.

Les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2024 comparativement à 2023, en raison principalement des distributions de Millenium dans le cadre de son programme de financement de la dette en 2024.

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 Entreprises, 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.

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

Pour 2023, 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.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2025	2024	2023
Billets à payer émis (remboursés), montant net	876	341	(6 299)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 413	8 089	15 884
Remboursements sur la dette à long terme	(6 116)	(9 273)	(3 772)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	2 545	1 465	—
Dividendes et distributions versés	(4 550)	(4 807)	(3 052)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	104	88	4
Actions privilégiées rachetées	(250)	—	—
Apports des participations sans contrôle	—	21	—
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage	351	—	—
Emprunt auprès d'une société liée	111	—	—
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	419	5 328
Trésorerie transférée à South Bow, déduction faite du règlement de titres d'emprunt	—	(244)	—
Gains (pertes) sur le règlement d'instruments financiers	—	27	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 516)	(3 874)	8 093

¹ Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

En 2025, les sorties nettes liées aux activités de financement ont diminué de 2,4 milliards de dollars par rapport à 2024, du fait surtout de la diminution des remboursements de titres d'emprunt à long terme et de l'augmentation des émissions de billets subordonnés de rang inférieur et de billets à payer, ainsi que de la baisse des dividendes et des distributions versés en 2025, facteurs en partie contrebalancés par le recul des émissions de titres d'emprunt à long terme.

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 les émissions nettes de billets à payer en 2024 contre des remboursements nets en 2023 et les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2024.

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 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Novembre 2025	Billets à moyen terme	Novembre 2055	850	5,13 %
	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2032	750 US	5,00 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
	Octobre 2025	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2028	205 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2031	250 US	5,23 %
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2035	350 US	5,69 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	850 US	4,88 %
	Octobre 2025	Billets de premier rang non garantis	92 US	7,06 %
	Juillet 2025	Billets à moyen terme	750	3,30 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	4,50 %
TC PIPELINES, LP				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.				
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	677 US	Variable

Le 5 février 2026, TCPL a remboursé des billets à moyen terme d'un montant de 241 millions de dollars portant intérêt au taux fixe de 8,29 %.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

Le tableau ci-dessous présente les principaux billets subordonnés de rang inférieur émis en 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Novembre 2085	370 US	6,25 %
	Août 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Février 2056	1 000	5,20 % ¹
	Février 2025	Billets subordonnés de rang inférieur	Juin 2065	750 US	7,00 % ²

1 Taux d'intérêt annuel fixe jusqu'au 15 février 2031, ajusté tous les cinq ans par la suite, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement.

2 Taux d'intérêt annuel fixe jusqu'au 1^{er} juin 2030, ajusté tous les cinq ans par la suite.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075 et portant intérêt à 5,88 %. La fiducie a utilisé la totalité du produit du remboursement pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation en mai 2025, conformément à leurs modalités. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Billets subordonnés de rang inférieur » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

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 2025, 2024 et 2023, il y a lieu de se reporter à la note 19 « Dette à long terme » et la note 20 « Billets subordonnés de rang inférieur » de nos états financiers consolidés de 2025.

Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes 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.

Informations sur les actions

au 6 février 2026

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		11,7 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4		2,3 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5		14,0 millions	Actions privilégiées de série 6
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
Options permettant d'acheter des actions ordinaires		En circulation	Pouvant être exercées
		1,9 million	1,4 million

Le 16 janvier 2026, les porteurs de 109 800 actions privilégiées de série 5 ont choisi d'en demander la conversion, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 6 et les porteurs de 1 089 726 actions privilégiées de série 6 ont choisi d'en demander la conversion, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 5. Étant donné que le nombre total d'actions privilégiées de série 6 remises aux fins de conversion aurait fait en sorte que moins de un million d'actions privilégiées de série 6 auraient été en circulation à la date de conversion, toutes les actions privilégiées de série 6 encore en circulation ont été automatiquement converties en actions privilégiées de série 5 et aucune action privilégiée de série 5 n'a été convertie en action privilégiée de série 6. Par conséquent, le 30 janvier 2026, 1 929 407 actions privilégiées de série 6 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en 1 929 407 actions privilégiées de série 5. Pour leur part, les actions privilégiées de série 6 ont été radiées de la TSX à la clôture des marchés le 30 janvier 2026.

Le 28 novembre 2025, nous avons racheté la totalité des 10 millions d'actions privilégiées de série 11 émises et en circulation à un prix de rachat de 25,00 \$ l'action et nous avons versé le dernier dividende trimestriel de 0,2094375 \$ par action privilégiée de série 11 pour la période allant jusqu'au 28 novembre 2025, exclusivement, tel qu'il avait été déclaré le 4 novembre 2025.

Le 30 juin 2025, 104 778 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 822 829 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, se reporter à la note 24 « Actions privilégiées » de nos états financiers consolidés de 2025.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Dividendes déclarés			
par action ordinaire ¹	3,40 \$	3,7025 \$	3,72 \$
par action privilégiée de série 1	1,23475 \$	0,86975 \$	0,86975 \$
par action privilégiée de série 2	1,20576 \$	1,68134 \$	1,62659 \$
par action privilégiée de série 3	0,7245 \$	0,4235 \$	0,4235 \$
par action privilégiée de série 4	1,04576 \$	1,52046 \$	1,46703 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,48725 \$	0,48725 \$
par action privilégiée de série 6	1,06655 \$	1,55132 \$	1,55993 \$
par action privilégiée de série 7	1,49625 \$	1,36613 \$	0,97575 \$
par action privilégiée de série 9	1,27 \$	1,02288 \$	0,9405 \$
par action privilégiée de série 10	1,26905 \$	0,39807 \$	—
par action privilégiée de série 11	0,62831 \$	0,83775 \$	0,83775 \$

1 Les dividendes déclarés depuis le quatrième trimestre de 2024, inclusivement, 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 notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de 0,8775 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2026, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,51 \$ 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 6 février 2026, les facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisaient 11,8 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 2030	3,0	2,3
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	1,0 US	0,7 US
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2028	2,5 US	2,2 US
Columbia Pipelines Holding Company LLC ²	Servant à appuyer le programme de papier commercial et aux fins générales de l'emprunteur	Décembre 2028	1,5 US	1,1 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	1,2 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.

Paielements exigibles (par périodes)

au 31 décembre 2025					
(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	1 200	1 200	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	59 145	1 545	8 318	5 882	43 400
Contrats de location-exploitation ²	509	73	129	122	185
Obligations d'achat et autres ³	4 650	1 091	976	564	2 019
	65 504	3 909	9 423	6 568	45 604

- 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 de 17 millions de dollars lié au transfert des actifs des régimes de retraite à South Bow. 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

L'encours total des billets à payer était de 1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2025 (387 millions de dollars en 2024).

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2025, la dette à long terme s'élevait à 46,8 milliards de dollars (47,9 milliards de dollars en 2024) et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 12,1 milliards de dollars (11,0 milliards de dollars en 2024).

Nous nous efforçons d'échelonner le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de notre dette à long terme et de nos billets subordonnés de rang inférieur, exclusion faite des options de remboursement anticipé, est d'environ 19 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 2025 sont indiqués ci-après :

au 31 décembre 2025					
(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	29 434	2 387	4 496	3 875	18 676
Billets subordonnés de rang inférieur	44 193	742	1 618	1 677	40 156
	73 627	3 129	6 114	5 552	58 832

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 2026 et 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2025, 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 2025, les paiements au titre des obligations d'achat et autres s'établissaient comme suit :

au 31 décembre 2025					
(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	181	41	77	45	18
Transport par des tiers – TQM ^{1,2}	2 574	152	317	316	1 789
Dépenses d'investissement ³	115	115	—	—	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	598	144	249	91	114
Dépenses d'investissement ³	569	311	180	78	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ³	36	36	—	—	—
Énergie et solutions énergétiques					
Dépenses d'investissement ³	114	78	28	6	2
Autres	190	26	40	28	96
Siège social					
Dépenses d'investissement ³	7	7	—	—	—
Actifs des régimes de retraite de South Bow détenus en fiducie ⁴	17	17	—	—	—
Autres	253	168	85	—	—
	4 650	1 091	976	564	2 019

- 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.
- 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 Ont trait au transfert des actifs des régimes de retraite à South Bow. 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 Infraestructura Marina Holding B.V. (« 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 2026 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2025, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 78 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 2025, 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 2025, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 54 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 2025, 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 72 millions de dollars au régime d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Les lettres de crédit fournies afin de satisfaire aux exigences de solvabilité du régime PD canadien totalisaient néant au 31 décembre 2025 (111 millions de dollars en 2024; 244 millions de dollars en 2023).

En 2026, nous ne prévoyons cotiser aucun montant aux régimes PD et nous nous attendons à cotiser 8 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 76 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 au départ à la retraite a été ramené à 11 millions de dollars en 2025, contre 19 millions de dollars en 2024, en raison surtout de la diminution du coût des services rendus dans le régime de retraite canadien.

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. 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 précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow a obtenu l'approbation réglementaire. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, un montant de 105 millions de dollars a été transféré à South Bow. Au 31 décembre 2025, des actifs d'un montant de 17 millions de dollars dans le régime PD canadien étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie et ils ont été pris en compte au poste « Actif à court terme découlant des activités abandonnées ». Une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à court terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. Les actifs résiduels des régimes de South Bow feront l'objet d'un ajustement à leur juste valeur à la date du transfert, qui devrait survenir vers la mi-exercice 2026. 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 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a mené à terme la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides, maintenant devenues une nouvelle société ouverte appelée South Bow. Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées.

Ententes

Aux termes de la scission, TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes visant à définir les paramètres et les lignes directrices régissant leur relation continue, dont une convention de services de transition, une entente portant sur les questions fiscales et une convention de scission.

La convention de services de transition a été établie afin de préciser certains services que TC Énergie fournira à South Bow pour une période d'au plus deux ans.

L'entente portant sur les questions fiscales 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 advenant l'éventualité où la scission ne serait pas exonérée d'impôts.

La convention de scission 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.

En septembre 2025, nous avons conclu une entente avec South Bow visant des passifs pour lesquels nous avons indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission, ce qui nous a libéré à l'égard de ces passifs. Compte tenu de la comptabilisation de ce règlement, une perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts, de 183 millions de dollars a été constatée pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 et a été exclue de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Les paiements relatifs à ce règlement ont débuté au quatrième trimestre de 2025 et prendront fin en 2026.

En juin 2025, nous avons reçu un montant de 24 millions de dollars relativement à certains recouvrements aux termes de la convention de scission conclue avec South Bow. Au même moment, nous avons également réévalué notre quote-part estimée des recouvrements futurs, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation de 29 millions de dollars qui a été portée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » à l'état consolidé des résultats, et ce montant a été exclu de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées.

Pour un complément d'information sur l'entente, les incidents antérieurs à la scission et les coûts de scission, se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2025 et à notre rapport annuel de 2024.

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.

Les montants des exercices précédents présentent les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(245)	716	1 039
Intérêts débiteurs	—	(218)	(297)
Intérêts créditeurs et autres	28	21	(30)
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées avant les impôts sur le bénéfice	(217)	519	712
(Charge) recouvrement d'impôts	5	(124)	(100)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées – de base	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$

1 Représentent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

La perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts, pour 2025 s'est élevé à 212 millions de dollars, ou 0,20 \$ par action ordinaire (bénéfice net de 395 millions de dollars, ou de 0,38 \$ par action ordinaire, en 2024; bénéfice net de 612 millions de dollars, ou de 0,60 \$ par action ordinaire, en 2023), soit une baisse de 607 millions de dollars, ou de 0,58 \$ par action ordinaire, par rapport à 2024 et une baisse de 217 millions de dollars, ou de 0,22 \$ par action ordinaire, en 2024 par rapport à 2023.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites à la page 23. 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 :

2025

- une charge avant impôts de 188 millions de dollars découlant principalement des passifs pour lesquels nous avons indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 29 millions de dollars au titre de notre estimation des recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL.

2024

- une charge avant impôts de 197 millions de dollars 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 avant impôts de 37 millions de dollars au titre de notre estimation 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 avant impôts de 21 millions de dollars découlant de la cession d'actifs et des activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge avant impôts de 12 millions de dollars 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 avant impôts de 67 millions de dollars 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 avant impôts de 57 millions de dollars et comprend des frais financiers à payer avant impôts de 10 millions de dollars;
- une charge avant impôts de 40 millions de dollars au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de scission;
- un montant avant impôts de 36 millions de dollars 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 avant impôts de 18 millions de dollars se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement avant impôts de 4 millions de dollars se rapportant à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et à un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par les ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts, et du résultat comparable découlant des activités abandonnées¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(212)	395	612
Postes particuliers (avant impôts) :			
Règlement avec South Bow ²	188	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	29	21	(4)
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	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	12	67
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	18
Activités de gestion des risques	—	(67)	34
Impôts sur les postes particuliers	(5)	(30)	(47)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	565	756
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,20	0,16	0,14
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	0,54 \$	0,74 \$

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

2 Charge avant impôts de 188 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 découlant surtout de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités abandonnées¹

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	2023
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	1 145	1 516
Amortissement	(253)	(332)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable ²	(176)	(287)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ³	3	6
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable ⁴	(154)	(147)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	565	756
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,54 \$	0,74 \$

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

2 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.

3 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 entiercés, 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.

4 Compte non 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.

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.

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.

RÉSULTATS FINANCIERS – 2024 ET 2023¹

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 23 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

Se reporter à la page 93 pour obtenir de l'information sur les mesures comparables liées aux activités abandonnées utilisées en 2025.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Réseau d'oléoducs Keystone	1 098	1 453
Pipelines en Alberta ²	52	70
Autres	(5)	(7)
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	1 145	1 516
Amortissement	(253)	(332)
BAII comparable découlant des activités abandonnées	892	1 184
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
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(12)	(57)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(18)
Activités de gestion des risques	67	(34)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	716	1 039

1 Représentent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

2 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 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 93 pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US en 2024 et en 2023 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis.

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.

Intérêts débiteurs¹

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	(176)	(287)
Postes particuliers :		
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(42)	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(10)
Intérêts débiteurs liés aux activités abandonnées²	(218)	(297)

1 Représentent les intérêts débiteurs affectés au secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

2 Nous avons choisi d'affecter aux activités abandonnées une partie des intérêts débiteurs engagés au niveau du siège social. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 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.

Intérêts créditeurs et autres¹

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	3	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)

1 Représentent le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et pour un exercice complet en 2023.

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

(Charge) recouvrement d'impôts¹

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées	(154)	(147)
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
Décisions réglementaires relatives à Keystone	2	15
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	4
Activités de gestion des risques	(16)	8
(Charge) recouvrement d'impôts lié(e) aux activités abandonnées	(124)	(100)

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

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.

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 d'assurance, 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 recours à des indicateurs clés de risque et de performance (« ICR ») pour surveiller 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 gère un vaste réseau de transport de gaz naturel qui s'étend partout en Amérique du Nord et qui comprend de nombreuses installations et centrales électriques ainsi que de nombreux réservoirs de stockage de gaz. 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, les défauts de fabrication et les dommages causés par des tiers. 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.

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. Il existe également un risque lié à la diversification dans des entreprises du secteur des énergies émergentes ou de remplacement avant que les technologies, les modèles commerciaux et les cadres réglementaires n'aient atteint leur maturité. 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, le risque lié à la réglementation 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 méthode de rémunération concurrentielle visant à récompenser le rendement favorise l'équité et la transparence 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 nous aident à prendre des mesures concrètes et à apporter des améliorations significatives en réponse aux commentaires de notre personnel. De plus, nous avons intégré à nos stratégies de gestion des talents des initiatives en matière d'inclusion et d'égalité des chances, et nous avons mis en œuvre un horaire de travail hybride pour offrir davantage de 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 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 cybertactiques, la montée des tensions géopolitiques et la nature essentielle de notre entreprise.

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. 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 englobe tant la cybersécurité que la sécurité physique. Notre programme repose sur des normes, des assurances et une gestion des risques conjuguant activités de prévention et activités d'atténuation. Nos efforts de prévention comprennent le déploiement de technologies de sécurité à la fine pointe, la définition de processus sécurisés, la mise en place de mesures de sécurité accrues pour le personnel ou les installations à risque élevé et la mise en œuvre de programmes de sensibilisation à la cybersécurité et à la sécurité physique. Nos activités d'atténuation comprennent une surveillance proactive des incidents de sécurité potentiels et une réponse à ceux-ci. 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 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 une évaluation des normes de sécurité, la mise en place de protections contractuelles et une 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, ainsi que 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 toute modification des 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 nos activités de gestion des risques.

Nous avons régulièrement recours à l'analyse de scénarios climatiques pour soutenir nos processus de planification stratégique et de gestion des risques, ce qui nous permet d'évaluer la résilience de notre stratégie commerciale et de mieux comprendre les risques et occasions potentiels liés au climat dans divers parcours de transition énergétique. Nous n'attribuons pas de probabilités à ces scénarios, que nous ne considérons pas non plus comme des prévisions ou des résultats attendus.

Risques physiques

Les risques physiques liés aux aléas climatiques causés par les changements climatiques peuvent soit être provoqués par des événements (aigus) et avoir des répercussions immédiates graves, soit être progressifs (chroniques) sous l'effet des changements persistants et à long terme des tendances climatiques. La fréquence et la gravité des aléas climatiques, en particulier les phénomènes météorologiques extrêmes, sont difficiles à prévoir. Les aléas climatiques varient considérablement d'une région géographique à l'autre en fonction des régimes météorologiques, de la topographie et de la proximité des plans d'eau. Bon nombre de nos gazoducs sont souterrains, ce qui réduit forcément l'exposition à certains types d'aléas climatiques. L'exposition aux risques physiques liés aux aléas climatiques pourrait entraîner des conséquences financières importantes, par exemple des coûts imprévus attribuables aux dommages directement causés à nos actifs, des coûts additionnels liés aux mesures préventives, une perte de produits en raison d'une interruption des activités ou des effets indirects comme une perturbation de la chaîne de valeur.

Advenant l'amplification de notre exposition aux aléas climatiques, nous pourrions mettre en œuvre diverses mesures préventives, adaptées à la nature du danger et aux caractéristiques propres à chaque actif, afin d'accroître la résilience de nos actifs. 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. Or, cette assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances. En outre, 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 pourraient notamment entraîner des changements aux tendances en matière d'offre et de demande d'énergie, à la cadence et à la fiabilité des avancées technologiques, à l'évolution des politiques et des réglementations en matière de décarbonation, ainsi qu'à 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, 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.

À moyen terme, notre modèle économique à faibles risques, selon lequel la majeure partie de nos produits est soutenue par des contrats à tarifs réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables, devrait atténuer ces risques. En outre, les organismes de réglementation autorisent souvent l'amortissement accéléré des actifs réglementés, ce qui permet de recouvrer plus rapidement la valeur des actifs et aide à compenser le risque éventuel lié à la valeur finale advenant une réduction de la durée de vie des actifs aux termes des politiques climatiques.

Le passage à une économie à plus faibles émissions de carbone pourrait également offrir d'importantes possibilités d'investissement dans les technologies et les marchés des énergies émergentes. Nos capacités actuelles en matière de production d'énergie à plus faibles émissions de carbone, y compris l'énergie nucléaire et les technologies de stockage d'énergie, pourraient nous permettre de tirer parti de nouvelles occasions liées à l'énergie à plus faibles émissions de carbone. En outre, notre vaste réseau nord-américain de gazoducs, une infrastructure linéaire d'envergure, pourrait être mis à profit pour transporter de nouveaux combustibles propres tels l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable ainsi que pour faciliter le transport des émissions de carbone captées à des fins de séquestration.

Pour obtenir plus de renseignements sur notre stratégie climatique ainsi que sur les risques et les occasions liés au climat, il y a lieu de consulter la rubrique de notre Rapport sur la durabilité annuel portant sur les informations liées au climat.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

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

Le système de gestion opérationnelle de TC Énergie, le SGOT, met à contribution les meilleures pratiques et normes de l'industrie et intègre les exigences réglementaires applicables. Le SGOT encadre les questions de santé, de sécurité, d'environnement et d'intégrité opérationnelle au sein de TC Énergie. Il s'applique partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique, il couvre tout le cycle de vie de nos actifs et il comporte un cycle d'amélioration continue. 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 le climat et l'environnement;

- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les risques liés aux politiques climatiques ou à l'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, notre plan d'action en matière de réconciliation et des comptes rendus sur l'évolution de nos engagements.

Deux comités distincts font rapport au comité SSDE du conseil :

- un comité de gestion de la durabilité, formé de hauts dirigeants et de responsables d'unités d'exploitation provenant de toutes les sphères de l'organisation, qui offre une orientation stratégiques sur les questions liées à la durabilité et qui favorise une collaboration interfonctionnelle à l'échelle de l'entreprise;
- un comité consultatif sur la sécurité et le SGOT (« CCSS »), formé de hauts dirigeants responsables des projets et des activités d'exploitation, qui supervise les processus de gouvernance et de prise de décision sous-tendant les initiatives relatives à la sécurité et au SGOT, et ce, tout en assumant des fonctions de surveillance et d'orientation en matière de santé, de sécurité, d'environnement et d'intégrité opérationnelle à l'échelle de l'entreprise. Depuis 2025, la reddition de comptes en matière de gouvernance relève des équipes de direction concernées, des comités d'exploitation des unités opérationnelles concernées et du CCSS. Auparavant, cette responsabilité incombait au comité d'exploitation.

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 2025, nous avons engagé environ 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2024) 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. En vertu de la réglementation mexicaine, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs et les dépenses engagées conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location sont principalement traitées comme des charges d'exploitation et de maintien et elles sont généralement recouvrées par le truchement de nos tarifs.

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 solide 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. Les plans de projets sont communiqués aux parties prenantes et aux communautés autochtones, le cas échéant, et la participation de ces groupes contribue aux évaluations environnementales et aux plans de protection. Dans le cadre des évaluations environnementales de nos projets, nous menons 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 suivons la hiérarchie des mesures d'atténuation des risques pour 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 principales causes des risques environnementaux auxquels nous sommes exposés sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et des exigences en matière de conformité, conjuguée à la hausse des coûts associés aux effets sur l'environnement;
- le rejet de produits qui pourraient avoir des effets sur l'environnement;
- 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 exige que nous assurions 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 2025, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 6 millions de dollars (8 millions de dollars en 2024), 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.

Politique climatique 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 2025, nous avons engagé des charges de 194 millions de dollars (141 millions de dollars en 2024) aux termes de programmes de tarification du carbone existants. Les divers paliers fédéraux, régionaux, étatiques et provinciaux d'Amérique du Nord procèdent actuellement à un remaniement de leurs politiques climatiques. 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 climatiques transparentes qui favorisent les investissements et l'exploitation des ressources naturelles d'une façon responsable aux chapitres environnemental et économique et qui offrent des résultats rentables et conformes aux besoins du marché. 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 souvent se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation, des autres charges ou des dépenses en immobilisations, lesquels sont généralement recouvrables par l'intermédiaire de mécanismes établis de recouvrement des coûts.

Politiques des différents territoires

La présente section décrit les politiques existantes et à venir les plus pertinentes qui touchent nos activités, l'accent étant mis sur leurs répercussions législatives et réglementaires.

Aux États-Unis, nous avons assisté à d'importants changements de politiques sous l'administration actuelle. En janvier 2025, plusieurs décrets ont ordonné aux directeurs d'agences de recourir à tous les moyens que leur confère la loi pour améliorer la production, le transport et la consommation d'énergie aux États-Unis et de se concentrer sur la production et l'utilisation d'énergie (la « domination énergétique »). De plus, en mars 2025, l'agence des États-Unis pour la protection de l'environnement (*U.S. Environmental Protection Agency*, ou « USEPA »), a dressé une liste de plans, y compris des changements à certains de ses programmes, et indiqué son intention de procéder à une révision administrative de nombreux règlements promulgués sous l'administration précédente, pour lesquels le processus réglementaire est désormais enclenché. Il existe une grande incertitude quant à la mise en œuvre de ces règlements dans l'avenir et, de manière plus générale, quant à la portée des compétences de l'USEPA. Selon l'orientation de certaines règles en cours d'élaboration et des contestations judiciaires remettant en cause la validité de ces nouveaux règlements, TC Énergie pourrait faire face à des retards prolongés dans le cadre de ses projets. Nous continuons de surveiller de près les changements réglementaires qui pourraient être apportés afin de cerner nos obligations de conformité et d'en déterminer les coûts potentiels.

Politiques existantes

- **Politiques de tarification du carbone** (*plusieurs territoires*) : Bien qu'une tarification du carbone existe dans plusieurs territoires où nous exerçons nos activités, son applicabilité à nos actifs et les coûts de conformité associés varient considérablement. Parmi les politiques de tarification du carbone qui ont une incidence importante sur nos activités, notons les suivantes :
 - Canada – La majeure partie de nos coûts de conformité au Canada sont attribuables au programme d'innovation technologique et de réduction des émissions de l'Alberta, le programme *Technology Innovation and Emissions Reduction* (« TIER »). En ce qui a trait à nos gazoducs canadiens réglementés traversant le territoire albertain, nous recouvrons ces coûts au moyen de tarifs. En ce qui a trait à nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques, nous recouvrons une partie de ces coûts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.
 - États-Unis – Certaines installations de compression de GTN sont assujetties au programme de plafonnement et d'investissement (*Cap-and-Invest Program*) de l'État de Washington. Les coûts de conformité de GTN sont tributaires des émissions totales de ses installations, et GTN est autorisée à recouvrer ces coûts par le truchement de ses tarifs au fil du temps.
- **Règlement sur l'électricité propre** (*Canada*) : En 2024, Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») a publié la version définitive du *Règlement sur l'électricité propre* (« REP ») dans le but de faire évoluer le système électrique du Canada vers la carboneutralité 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 sur 0 tonne de CO₂/GWh en 2050. Des préoccupations subsistent quant à l'incidence que pourrait avoir le REP sur l'accès abordable et fiable à l'énergie dans certaines provinces en raison du peu de souplesse de la réglementation en ce qui a trait à la conformité. Nous continuons d'évaluer l'incidence opérationnelle et financière sur les centrales de cogénération de TC Énergie. Le protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta, signé en novembre 2025, stipule que l'application du REP serait suspendue en Alberta en attendant la conclusion d'un nouvel accord sur la tarification du carbone. Si une dérogation était accordée à la province par l'organisme de réglementation, la plupart des installations de cogénération de TC Énergie seraient exemptées de l'obligation de se conformer aux exigences du REP.
- **Constat de danger** (*États-Unis*) : En juillet 2025, l'USEPA a déposé une proposition visant à résilier le rapport de 2009 intitulé *2009 Greenhouse Gas Endangerment Finding*, qui posait le constat que les émissions de GES constituent un danger pour la santé et le bien-être publics (le « constat »). Ce constat a servi de base à la réglementation subséquente sur les GES. Bien que la résiliation de ce constat n'invaliderait pas automatiquement la réglementation actuelle sur les GES pour le secteur pétrolier et gazier, l'USEPA a indiqué qu'elle prévoyait examiner séparément les normes actuelles connexes. TC Énergie s'est toujours conformée aux divers règlements ayant découlé de ce constat. Nous continuons de surveiller les modifications réglementaires proposées par l'USEPA; toutefois, les répercussions des modifications envisagées ne peuvent être déterminées pour le moment.

- Programme de déclaration des émissions de GES (États-Unis) :** En 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 mesurent et déclarent leurs émissions de méthane (sous-partie W). Ces changements prévoient l'ajout de nouvelles sources à déclarer, modifient les méthodes de calcul et de déclaration et favorisent la collecte de données plus granulaires. Par la suite, en septembre 2025, l'USEPA a déposé un projet de règlement stipulant qu'elle n'avait trouvé aucune obligation de recueillir des données sur les GES en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act* et qu'il n'y avait aucun avantage législatif à le faire. Dans le cadre de son projet de règlement, l'USEPA propose d'éliminer les obligations de déclaration pour toutes les sous-parties du GHGRP, à l'exception de la sous-partie W (émissions de GES ne provenant pas de sources de combustion émanant de systèmes fonctionnant au pétrole ou au gaz naturel), qui serait suspendue jusqu'à l'année de déclaration 2034. La possible élimination ou refonte majeure du GHGRP pourrait avoir des répercussions indirectes sur les cadres de déclaration au niveau étatique, sur les stratégies de déclaration volontaire et de conformité du secteur et sur la transparence globale des données sur les émissions. En l'absence d'un cadre fédéral, certains États pourraient choisir de mettre en place des programmes locaux de déclaration des émissions de GES, ce qui pourrait accroître le fardeau administratif et compliquer le processus de déclaration intergouvernementale pour notre secteur d'activité. TC Énergie adhère aux commentaires des groupes sectoriels préconisant le maintien du GHGRP. Par ailleurs, en novembre 2024, l'USEPA a finalisé son règlement visant l'imposition de droits d'émission de déchets (*Waste Emission Charge*) en vertu de la loi intitulée *Inflation Reduction Act*, qui assujettirait certaines installations pétrolières et gazières déclarant des émissions de méthane supérieures à 25 000 tonnes métriques d'équivalent dioxyde de carbone par année dans le cadre du GHGRP à une grille tarifaire. Toutefois, en mars 2025, le Congrès a interdit à l'USEPA de percevoir de tels droits jusqu'en 2034. En raison des changements à venir au GHGRP, il existe une grande incertitude quant à l'éventuelle instauration des droits sur les émissions de déchets.
- Règlement sur le bon voisinage (États-Unis) :** La version définitive, publiée en mars 2023, du règlement sur le bon voisinage intitulé *Good Neighbor Rule* de l'USEPA (le « règlement ») impose de nouvelles limites pour les émissions d'oxydes d'azote (« NO_x ») des moteurs alternatifs à combustion interne à compter de mai 2026. Le règlement a été suspendu dans son intégralité par la Cour suprême des États-Unis en juin 2024 dans l'attente de son examen complet par la Cour d'appel pour le circuit du District de Columbia (la « D.C. Circuit Court »). En mars 2025, l'administrateur de l'USEPA a annoncé son intention de remettre en question bon nombre de règlements et de politiques, que leur version soit définitive, proposée ou suspendue, y compris la possibilité d'abroger ce règlement. L'USEPA a par la suite déclaré qu'elle prévoyait se pencher à nouveau sur ce règlement et entreprendre un nouveau processus réglementaire en 2026. Par conséquent, la D.C. Circuit Court a mis en suspens la contestation judiciaire du règlement existant afin de permettre à l'USEPA de le réexaminer et de proposer un nouveau règlement. Le 28 janvier 2026, l'USEPA a annoncé la première étape de son plan, qui en compte deux, pour réexaminer le règlement, en publiant une proposition visant à infirmer la décision préalable des huit États assujettis au règlement de rejeter le plan de mise en œuvre au niveau étatique (*State Implementation Plan*). Si sa version définitive correspond à la version proposée, le règlement ne s'appliquerait plus dans plusieurs États où TC Énergie exploite des actifs assujettis à celui-ci. L'USEPA a indiqué qu'elle prendrait des mesures secondaires à court terme à l'égard des États qui demeurent assujettis à la règle. Nous continuons de surveiller et d'évaluer les modifications réglementaires proposées par l'USEPA.
- Règlementation visant le méthane (plusieurs territoires) :** Dans les trois pays où TC Énergie exerce ses activités, il existe une réglementation visant à réduire les émissions de méthane issues du secteur pétrolier et gazier. Bien que les exigences varient d'un territoire à l'autre, elles visent généralement à éliminer les émissions fugitives au moyen de programmes de détection et de colmatage des fuites et à réduire les émissions d'évacuation (ou de mise à l'air) attribuables au matériel. La règlementation de chaque pays est abordée dans les paragraphes qui suivent :
 - Canada – Le Règlement d'ECCC sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils, entré en vigueur en 2020, visait une réduction de 40 % à 45 % des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier par rapport aux niveaux de 2012, et ce, d'ici 2025. Plusieurs provinces ont adopté leur propre réglementation sur le méthane, qui s'est substituée à la réglementation fédérale pour les actifs sous réglementation provinciale grâce au recours à des accords d'équivalence. Nos gazoducs canadiens sont assujettis soit aux exigences du gouvernement fédéral soit aux exigences du gouvernement de la Colombie-Britannique, tandis que nos actifs de stockage de gaz naturel albertains sont assujettis aux exigences du gouvernement de l'Alberta. En décembre 2025, ECCC a publié des modifications visant à renforcer ces réglementations dans le cadre du nouvel engagement du Canada à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012, et ce, d'ici 2030. Ces modifications instaurent une approche fondée sur les risques pour la détection et le colmatage des émissions fugitives, interdisent toute mise à l'air sauf dans des cas précis et offrent une approche de rechange fondée sur la performance qui fait appel à la surveillance continue. Les

modifications entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2028, et les exigences entreront en vigueur progressivement jusqu'en 2030. Bien que le programme de détection et de colmatage des fuites et l'approche en matière de gestion des mises à l'air visant nos gazoducs canadiens soient bien établis et nous permettent de nous conformer à la réglementation en vigueur, le respect de ces modifications entraînera des coûts d'exploitation supplémentaires. Nous continuerons de peaufiner nos stratégies de gestion des émissions internes et de mettre à jour les plans de conformité visant nos gazoducs canadiens pour les faire concorder avec les modifications réglementaires.

- États-Unis – En 2023, l'USEPA a finalisé un règlement modifiant et complétant la série de règles intitulée *New Source Performance Standards* (sous-partie OOOO) portant sur les émissions de composés organiques volatils et de méthane pour le secteur pétrolier et gazier. Le règlement, intitulé « *Methane Rule* », définit des normes de performance pour les sources créées, modifiées ou reconstruites après le 6 décembre 2022 (sous-partie OOOOb) et établit des lignes directrices en matière d'émissions pour les sources qui existaient avant le 6 décembre 2022 (sous-partie OOOOc). Les postes de compression de gaz naturel américains touchés seraient tenus de se conformer à ce règlement, et les coûts de conformité devraient dorénavant être intégrés à ceux des installations nouvelles et modifiées. Les normes de la sous-partie OOOOc s'appliqueraient à un plus grand nombre d'installations existantes, mais leurs répercussions seraient assujetties aux exigences des lignes directrices en matière d'émissions proposées par les États et aux dates butoirs réelles, qui varient en fonction de l'État et/ou de l'emplacement et qui n'ont pas encore été publiées. En juillet 2025, l'USEPA a publié un règlement final intérimaire (*Interim Final Rule*, ou « IFR ») qui reporte plusieurs dates butoirs pour la conformité aux termes des sous-parties OOOOb et OOOOc. L'IFR stipule également que l'USEPA pourrait apporter d'autres modifications de fond au *Methane Rule* dans le cadre d'un processus de réexamen distinct. Grâce au report de ces dates butoirs, les exploitants et les États disposent désormais de délais plus pratiques pour tout planifier et mettre en œuvre, et l'USEPA aura le temps de mettre à exécution son projet de réexamen du *Methane Rule*. Certains États, comme l'État de New York, la Pennsylvanie, le Maryland et la Californie, ont adopté de façon indépendante leurs propres règlements sur les émissions de méthane. TC Énergie surveille de près l'évolution de ce dossier dans la mesure où cela s'applique à ses activités.
- Mexique – En 2018, l'agence responsable de la sécurité, de l'énergie et de l'environnement (la *Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente*, ou « ASEA ») a publié des lignes directrices pour la prévention et le contrôle des émissions de méthane attribuables au secteur des hydrocarbures afin de réduire de 40 % à 45 % les émissions de méthane de ce secteur d'activité d'ici 2025. Conformément aux exigences des lignes directrices, TC Énergie a élaboré et mis en œuvre un programme exhaustif de prévention et de contrôle des émissions de méthane pour ses installations mexicaines, qu'elle suit depuis 2020.
- **Norme sur les gazoducs terrestres (Mexique)** : En septembre 2025, l'ASEA a remplacé la NOM-007-ASEA-2016 par la NOM-020-ASEA-2024 afin de réglementer la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien des gazoducs terrestres. La norme, qui entrera en vigueur le 28 février 2026, impose des obligations supplémentaires en ce qui a trait à l'exploitation, à l'entretien, aux inspections, à la documentation et aux audits aux fins du renouvellement et du maintien des permis. Nous sommes en train de mettre à jour nos processus de conception et de construction de pipelines en conséquence. Nous ne prévoyons pas que cette norme aura une incidence significative sur nos activités au Mexique.
- **Obligations d'information en matière de durabilité (plusieurs territoires)** : Diverses obligations d'information en matière de durabilité (y compris sur des sujets relatifs au climat) sont en cours de publication dans les territoires où nous exerçons nos activités. Nous continuons de surveiller l'évolution de ces dossiers et d'adapter nos informations à fournir en matière de durabilité en fonction de ces obligations nouvelles et attendues. Nos informations à fournir en matière de durabilité à l'échelle de l'entreprise, y compris une section consacrée aux informations liées au climat à fournir, se trouvent dans notre Rapport sur la durabilité annuel.
- États-Unis – Les projets de loi du Sénat californien SB-253 et SB-261 exigent de certaines sociétés américaines exerçant des activités en Californie qu'elles fournissent des informations concernant respectivement leurs émissions de GES et leurs risques financiers liés au climat. Les entités qui entrent dans le champ d'application du SB-261 devaient préparer un rapport sur les risques financiers liés au climat d'ici le 1^{er} janvier 2026; toutefois, l'application du SB-261 a été suspendue en attendant que le tribunal fédéral rende une décision dans ce dossier litigieux. L'applicabilité à TC Énergie est en cours d'évaluation.
- Mexique – Aux termes des normes d'information sur la durabilité (*Normas de Información de Sostenibilidad*, ou « NIS »), 30 indicateurs de durabilité portant sur divers aspects environnementaux, sociaux et de gouvernance doivent être présentés pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2025. Ces obligations s'appliqueront à certaines entités mexicaines de TC Énergie conformément aux exigences des normes financières.

Politiques à venir

- **Tarification du carbone (Canada)** : En décembre 2025, ECCC a publié un document de discussion portant sur d'éventuelles mises à jour visant à renforcer le modèle fédéral de tarification du carbone issu des émissions industrielles, établissant ainsi les exigences minimales pour les systèmes provinciaux. En général, ces systèmes exigent que les installations réglementées réduisent leurs émissions en deçà d'une valeur de référence d'intensité, ce qui entraîne des obligations en matière de génération de crédits d'émission ou en matière de conformité. Les mises à jour proposées comprennent des changements à la couverture et à la portée, à diverses trajectoires de conformité et aux exigences relatives à la présentation de rapports destinés au public. Elles visent à assurer que les systèmes de tarification du carbone industriel soient plus cohérents, efficaces et performants à l'échelle du pays. À l'heure actuelle, les activités de TC Énergie sont assujetties à plusieurs systèmes de tarification du carbone soumis aux exigences minimales fédérales. Nous surveillerons l'évolution de ce dossier, en évaluerons les répercussions potentielles et collaborerons au besoin avec ECCC.
- **Nouvelles orientations de la politique énergétique (Mexique)** : À la fin de 2025, le Mexique a publié les nouvelles orientations de sa politique énergétique, qui s'inscrit dans un cadre d'action plus large, incluant notamment son plan 2025-2030 pour le secteur énergétique (*Programa Sectorial de Energía*, ou « PROSENER ») et d'autres documents officiels. Le cadre régissant la politique énergétique influe sur la mise en œuvre des politiques climatiques au pays, la vision à long terme en ce qui a trait au gaz naturel et l'intégration d'objectifs sociaux. Il balise également l'élaboration de nouveaux règlements. Le PROSENER propose plus précisément de viser une réduction supplémentaire des émissions (y compris de méthane) grâce à une efficacité énergétique accrue, à des innovations technologiques ainsi qu'à la construction de nouvelles infrastructures énergétiques et à la modernisation des infrastructures existantes. Nous continuerons de surveiller l'évolution de ces politiques et de fournir aux ministères concernés, le cas échéant, nos commentaires sur le sujet.
- **Plafond sur les émissions du secteur pétrolier et gazier (Canada)** : En 2024, ECCC a publié un projet de règlement visant à plafonner les 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, dès 2030, les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, qui couvre les activités en amont et la production de GNL. Bien que les pipelines soient exclus du projet de règlement, il pourrait y avoir des effets en cascade et des conséquences inattendues sur notre secteur Gazoducs – Canada. Le projet de règlement devait être finalisé en 2025, mais en vertu du protocole d'accord entre le Canada et Alberta signé en novembre 2025, le gouvernement du Canada s'est engagé à ne pas procéder à sa mise en œuvre.
- **Mise à jour sur le programme TIER (Alberta, Canada)** : En décembre 2025, le gouvernement albertain a publié un décret visant à instaurer une nouvelle trajectoire de conformité permettant de reconnaître certains investissements dans la réduction des émissions sur place à hauteur d'au plus 90 % des obligations en matière de conformité, ce qui permettrait aux installations qui sont sous le seuil d'émissions réglementaires et qui participent actuellement au programme de réduction des émissions TIER d'opter pour ne plus verser de paiements dans le fonds du TIER ou de retirer leurs instruments de mise en conformité au programme TIER. Selon le protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta signé en novembre 2025, d'autres changements pourraient être proposés en ce qui a trait au prix du carbone, aux augmentations tarifaires et aux points de référence en matière de performance du programme TIER. Étant donné que ces changements sont susceptibles d'avoir une incidence sur le marché des crédits de carbone, leurs effets pourraient avoir des répercussions différentes sur nos gazoducs canadiens traversant le territoire albertain et sur nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques. Nous continuerons de surveiller et d'évaluer les répercussions opérationnelles et financières du nouvel accord sur la tarification du carbone conclu avec le gouvernement du Canada à mesure que nous obtiendrons des précisions.

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 et à des swaps de devises et de taux d'intérêt 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 si une perte de valeur doit être constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2025 et 2024, 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 une charge de 83 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 2025 (recouvrement de 22 millions de dollars en 2024). En 2025, nous avons achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans un contrat de location-vente. Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2025 et 2024. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2025 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. Se reporter à la note 30 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

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 2025, 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 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 2025 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 2025, 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 2025 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 2025.

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 2025 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

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

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

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Se reporter à la note 2 « Conventions comptables » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.

Contrats de location-vente

Nous avons déterminé que le gazoduc Southeast Gateway serait classé à titre de contrat de location-vente conclu entre TGNH et la CFE. Aux termes d'un contrat de location-vente, nous décomptabilisons l'actif sous-jacent et inscrivons un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué.

Pour comptabiliser l'investissement net dans un contrat de location, nous avons dû formuler une estimation de la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway à la date de début du contrat de location. Les gazoducs de TGNH, qui comprennent le gazoduc Southeast Gateway, sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. Ainsi, nous avons exercé notre jugement afin de déterminer si, à la passation du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapprochait de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapprochait de la valeur comptable résiduelle à la fin de la durée du contrat de location. Nous avons estimé que si les actifs étaient achetés à leur valeur comptable, ils généreraient un rendement pour l'acheteur correspondant aux attentes actuelles des intervenants du marché.

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 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.

L'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable de l'unité d'exploitation Great Lakes était inférieur à 10 % à la date de notre dernier test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. Toute réduction future des prévisions des flux de trésorerie ou tout changement défavorable apporté à d'autres hypothèses clés pourrait entraîner une dépréciation future de notre 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 2025, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes pour toutes nos unités d'exploitation, à l'exception de l'unité d'exploitation Columbia, dont il est question ci-après. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Columbia

Nous avons choisi de réaliser directement un test de dépréciation quantitatif annuel, au 31 décembre 2025, de l'écart d'acquisition d'un montant de 10 082 millions de dollars (7 351 millions de dollars US) afférent à l'unité d'exploitation Columbia en raison du règlement visant Columbia Gas. Pour obtenir la juste valeur, nous avons eu recours à un modèle des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions en matière de flux de trésorerie futurs et sur un multiple d'évaluation, et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque faisant appel à des estimations et des jugements importants. L'évaluation de la juste valeur est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia au 31 décembre 2025 était supérieure à sa 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 recouvrés 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 recouvrés 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)	2025	2024
Autres actifs à court terme	438	347
Autres actifs à long terme	161	122
Créditeurs et autres	(380)	(507)
Autres passifs à long terme	(149)	(209)
	70	(247)

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 2025	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	116	41	64	31	(20)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture	(46)	16	30	(76)	(16)
	70	57	94	(45)	(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)	2025	2024	2023
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latents au cours de l'exercice			
Produits de base	25	(71)	132
Change	210	(266)	246
Taux d'intérêt	—	(71)	—
Gains (pertes) réalisés de l'exercice			
Produits de base	(10)	199	192
Change	142	(152)	155
Taux d'intérêt	8	29	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice			
Produits de base	24	33	(2)
Change	10	—	—
Taux d'intérêt	(30)	(52)	(43)

- 1 Les gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus à leur montant net dans les produits à l'état consolidé des résultats. Les gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus à leur montant net aux postes « (Gains) pertes de change, montant net » et « Intérêts débiteurs », respectivement, à l'état consolidé des résultats.
- 2 En 2025, des gains latents de 2 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 (gains latents de 6 millions de dollars en 2024; néant en 2023).

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 27 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2025 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 et nous assurons 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. Au 31 décembre 2025, le montant total qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par Coastal GasLink LP s'établissait à 163 millions de dollars (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.

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova relative à la propriété du gazoduc Sur de Texas qu'exploite TC Énergie. Le 15 décembre 2025, TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V. (« TCEM ») a obtenu une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée lui permettant de prélever, auprès de la coentreprise, des fonds portant intérêt à un taux variable. Cette facilité est plafonnée à 270 millions de dollars US et vient à échéance en décembre 2028. Au 31 décembre 2025, le montant qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par TCEM s'établissait à 259 millions de dollars (189 millions de dollars US) et l'encours du prêt se chiffrait à 111 millions de dollars (81 millions de dollars US).

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 2025 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2025				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits découlant des activités poursuivies	4 168	3 704	3 744	3 623
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	980	609	833	978
découlant des activités poursuivies	959	813	862	978
découlant des activités abandonnées	21	(204)	(29)	—
Résultat comparable¹	1 018	805	848	983
découlant des activités poursuivies	1 018	805	848	983
découlant des activités abandonnées	—	—	—	—
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	0,58 \$	0,80 \$	0,94 \$
découlant des activités poursuivies	0,92 \$	0,78 \$	0,83 \$	0,94 \$
découlant des activités abandonnées	0,02 \$	(0,20) \$	(0,03) \$	—
Résultat comparable par action ordinaire¹	0,98 \$	0,77 \$	0,82 \$	0,95 \$
découlant des activités poursuivies	0,98 \$	0,77 \$	0,82 \$	0,95 \$
découlant des activités abandonnées	—	—	—	—
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,85 \$	0,85 \$	0,85 \$	0,85 \$

1 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 23.

2024				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
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	1 338	804	988
découlant des activités abandonnées ¹	(98)	119	159	215
Résultat comparable²	1 094	1 074	978	1 284
découlant des activités poursuivies	1 094	894	822	1 055
découlant des activités abandonnées ¹	—	180	156	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 \$	1,29 \$	0,78 \$	0,95 \$
découlant des activités abandonnées ¹	(0,09) \$	0,11 \$	0,15 \$	0,21 \$
Résultat comparable par action ordinaire²	1,05 \$	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$
découlant des activités poursuivies	1,05 \$	0,86 \$	0,79 \$	1,02 \$
découlant des activités abandonnées ¹	—	0,17 \$	0,15 \$	0,22 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire³	0,8225 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$

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

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la page 23.

3 Les dividendes déclarés depuis le 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.

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. 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 23 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 2025 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars au titre de certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre le développement et de la mise à jour de nos hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 47 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 4 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du troisième trimestre de 2025 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 87 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 12 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2025 sont également exclus :

- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 132 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge avant impôts de 93 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du premier trimestre de 2025 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 3 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 2 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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 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 sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- 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 au titre d'un projet du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre le développement et de la mise à jour de nos hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- une charge avant impôts de 9 millions de dollars 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 lié à la vente de PNGTS menée à terme en août 2024;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 52 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars 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 découlant de 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 sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- des coûts avant impôts de 10 millions de dollars 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 sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 21 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2025

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024
Gazoducs – Canada	564	506
Gazoducs – États-Unis	1 110	918
Gazoducs – Mexique	377	214
Énergie et solutions énergétiques	136	276
Siège social	1	(16)
Total du bénéfice sectoriel (des pertes sectorielles)	2 188	1 898
Intérêts débiteurs	(873)	(679)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	36	233
Gains (pertes) de change, montant net	15	(69)
Intérêts créditeurs et autres	58	120
Bénéfice (perte nette) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 424	1 503
(Charge) recouvrement d'impôts lié(e) aux activités poursuivies	(263)	(223)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 161	1 280
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Bénéfice net (perte nette)	1 182	1 182
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(167)	(183)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 015	999
Dividendes sur les actions privilégiées	(35)	(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	980	971
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,94 \$	0,94 \$
découlant des activités poursuivies	0,92 \$	1,03 \$
découlant des activités abandonnées	0,02 \$	(0,09) \$

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
Montants attribuables aux actions ordinaires		
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 161	1 280
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	(167)	(183)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	994	1 097
Dividendes sur les actions privilégiées	(35)	(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	959	1 069
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	980	971

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies a diminué de 110 millions de dollars, ou 0,11 \$ par action ordinaire, par rapport à celui de la même période en 2024.

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)	2025	2024
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	959	1 069
Postes particuliers (avant impôts) :		
Charges de dépréciation du secteur Énergie et solutions énergétiques	110	36
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ¹	47	(143)
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	(4)	(3)
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt ³	—	(228)
Coûts liés au projet Focus ⁴	—	9
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(4)	(2)
Activités de gestion des risques ⁵	(87)	301
Impôts sur des postes particuliers⁶	(3)	55
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	1 018	1 094
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,92 \$	1,03 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,06	0,02
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,98 \$	1,05 \$

- En 2023, TCPL et TGNH ont contracté une facilité de crédit renouvelable non garantie. Bien que le prêt et l'emprunt soient éliminés lors de la consolidation, les différences de monnaie de présentation de chacune des entités font en sorte que le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion de ces soldes dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que les gains et les pertes de change latents en résultant ne reflètent pas les montants qui seront réalisés au règlement, nous les excluons des mesures comparables, déduction faite des participations sans contrôle.
- 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. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2025 pour un complément d'information.
- 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. Il y a lieu de se reporter à la note 19 « Dette à long terme » de nos états financiers consolidés de 2025 pour obtenir des précisions.
- En 2024, nous avons comptabilisé les charges liées au projet Focus qui 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.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2025	2024
Gazoducs – États-Unis	(8)	(37)
Installations énergétiques au Canada	56	17
Installations énergétiques aux États-Unis	5	(2)
Stockage de gaz naturel	(8)	(20)
Taux d'intérêt	1	(71)
Change	41	(188)
	87	(301)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(21)	72
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	66	(229)

- 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)	2025	2024
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies		
Gazoducs – Canada	961	851
Gazoducs – États-Unis	1 388	1 200
Gazoducs – Mexique	397	234
Énergie et solutions énergétiques	217	341
Siège social	1	(7)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 964	2 619
Amortissement	(719)	(639)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(874)	(836)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	36	233
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	29	(44)
Intérêts créditeurs et autres	58	120
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(266)	(168)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(175)	(163)
Dividendes sur les actions privilégiées	(35)	(28)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	1 018	1 094
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,98 \$	1,05 \$

BAlIA comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison du quatrième trimestre de 2025 et du quatrième trimestre de 2024

Le BAlIA comparable découlant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 décembre 2025 a été supérieur de 345 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis, qui est attribuable à une augmentation du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, aux ventes contractuelles supplémentaires et à l'accroissement du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis;
- la hausse du BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique, qui s'explique surtout par le résultat accru de TGNH se rapportant surtout à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation de la charge d'impôts ayant découlé principalement de l'incidence du change sur les passifs libellés en dollars US;
- la hausse du BAlIA du secteur Gazoducs – Canada, qui a découlé surtout de l'augmentation de l'amortissement transférable et des revenus au titre des incitatifs pour le réseau de NGTL et le réseau principal;
- la baisse du BAlIA du secteur Énergie et solutions énergétiques, qui est principalement imputable aux apports nets inférieurs de Bruce Power du fait du recul de la production attribuable surtout au programme de RCP du réacteur 4, facteur en partie contré par le prix contractuel plus élevé, ainsi qu'à la baisse des prix de l'électricité réalisés par les installations énergétiques au Canada, compensée en partie par la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires;
- l'incidence négative de l'affaiblissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens équivalents du BAlIA comparable de nos activités libellées en dollars US, qui a été converti au taux de 1,39 en 2025, contre 1,40 en 2024. 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 l'amortissement, les charges financières et les impôts sur le bénéfice, les variations de ces coûts influent sur notre BAlIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison du quatrième trimestre de 2025 et du quatrième trimestre de 2024

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2025 a été inférieur de 76 millions de dollars, soit 0,07 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAlIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison surtout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway;
- l'accroissement de la charge d'impôts attribuable surtout à l'incidence de l'exposition au change au Mexique et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la hausse de l'amortissement découlant surtout à l'augmentation des taux d'amortissement pour le réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL et pour Columbia Gas aux termes du règlement visant Columbia Gas;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres en raison de l'augmentation des provisions liées à l'assurance et de la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la diminution des gains réalisés sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de taux d'intérêt, à la hausse des emprunts à court terme ainsi qu'à l'émission et à l'échéance de titres d'emprunt à long terme;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement attribuable à l'augmentation du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et de Columbia Gulf, facteur contrebalancé en partie par l'incidence nette de l'augmentation de la charge d'impôts, à la hausse du BAlIA et à la diminution de la provision de TGNH pour les fonds utilisés pendant la construction à la suite de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025, ainsi qu'à l'incidence globale du change;
- 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.

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 US sur le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2025, 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)	2025	2024
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	996	859
Gazoducs au Mexique	285	167
	1 281	1 026
Amortissement	(211)	(191)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(434)	(440)
Intérêts créditeurs et autres	22	51
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	16	159
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(127)	(125)
	547	480
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars canadiens	1,39	1,40

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 provenant 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 2025	18,00
31 décembre 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91

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)	2025	2024
BAILA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(12)	30
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	36	(21)
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(13)	27
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	—	(3)
	11	33

- 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. Se reporter à la section « Siège social » pour un complément d'information.

Points saillants par secteurs

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 comparativement à la période correspondante de 2024.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'accroissement des revenus au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL est actuellement exploité aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter davantage les taux d'amortissement grâce à un incitatif si les tarifs baissent sous le seuil précisé ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi des mécanismes incitatifs visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, tout en procurant des incitatifs relatifs à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, 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 réductions de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avantageux avec nos clients.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada s'est accru de 110 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison de :

- la hausse de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que l'accroissement des revenus au titre des incitatifs relativement au réseau de NGTL et du réseau principal au Canada.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a été supérieur de 52 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, ce qui reflète surtout la hausse des taux d'amortissement s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL et l'augmentation des actifs mis en service au sein du réseau principal au Canada.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis augmenté de 192 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 comparativement à la période correspondante de 2024 et il tient compte des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

L'affaiblissement du dollar US pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a eu une incidence défavorable sur le bénéfice sectoriel équivalent libellé en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US par rapport à la période correspondante de 2024. 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 2025 a augmenté de 137 millions de dollars US par rapport à la période correspondante de 2024 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} avril 2025 conformément au règlement visant Columbia Gas. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – États-Unis » pour un complément d'information;
- le résultat supplémentaire tiré des projets mis en service ainsi que la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles supplémentaires liées à GTN;
- la croissance du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges plus élevées;
- 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.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a été supérieur de 19 millions de dollars US à celui de la période correspondante de 2024 sous l'effet surtout des nouveaux projets mis en service et des changements apportés aux taux d'amortissement aux termes du règlement visant Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 163 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, et il tient compte d'un recouvrement de 4 millions de dollars (recouvrement de 3 millions de dollars en 2024) 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 BAIL comparable.

L'affaiblissement du dollar US au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2025 a eu une incidence défavorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US par rapport aux périodes correspondantes de 2024. 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 118 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024 en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat de TGNH attribuable à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement attribuable à l'effet du change à la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain et à la charge d'impôts plus élevée en raison surtout de l'effet du change sur les passifs libellés en dollars US. Se reporter à la rubrique « Résultats de Sur de Texas » pour un complément d'information.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 est demeuré généralement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2024. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service sont décomptabilisés des immobilisations corporelles et inscrits au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

Énergie et solutions énergétiques

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a reculé de 140 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, ce qui comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de dépréciation avant impôts de 110 millions de dollars en 2025 (36 millions de dollars en 2024) se rapportant à certains projets du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre le développement et de la mise à jour de nos hypothèses prévisionnelles du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- notre quote-part des gains et des pertes latents de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs au départ 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 diminué de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 comparativement à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des apports de Bruce Power, en raison de la réduction de la production attribuable au RCP du réacteur 4, à l'interruption prévue du réacteur 2 au quatrième trimestre de 2025 et à l'augmentation des coûts d'exploitation, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation du prix contractuel. Se reporter à la rubrique « Résultats de 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;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres, attribuable principalement à la baisse des coûts liés à l'expansion des affaires.

L'amortissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 est demeuré généralement stable par rapport à celui de la période correspondante de 2024.

Siège social

Le résultat sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 a augmenté de 17 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2024. La perte sectorielle pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comprenait une charge avant impôts de 9 millions de dollars se rapportant aux coûts liés au projet Focus, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social ont progressé de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, comparativement à ceux de 2024.

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 23. 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 2025 sont également exclus :

- un recouvrement avant impôts de 8 millions de dollars découlant essentiellement de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du troisième trimestre de 2025 sont également exclus :

- une charge avant impôts de 196 millions de dollars découlant essentiellement de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

Du résultat comparable découlant des activités abandonnées du deuxième trimestre de 2025 sont également exclus :

- une charge de dépréciation avant impôts de 29 millions de dollars au titre de notre estimation des recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL.

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

- une charge avant impôts de 85 millions de dollars 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 avant impôts de 37 millions de dollars au titre de notre estimation 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 avant impôts de 3 millions de dollars 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 avant impôts de 67 millions de dollars découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- une charge avant impôts de 21 millions de dollars afférente à la cession d'actifs et aux activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge avant impôts de 15 millions de dollars 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 avant impôts de 29 millions de dollars 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 avant impôts de 16 millions de dollars découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission.

Résultats découlant des activités abandonnées

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(6)	(109)
Intérêts créditeurs et autres	14	(10)
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant impôts	8	(119)
(Charge) recouvrement d'impôts	13	21
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées - de base	0,02 \$	(0,09) \$

Le bénéfice net découlant des activités abandonnées, après impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 s'est établi à 21 millions de dollars, soit 0,02 \$ par action ordinaire (perte nette de 98 millions de dollars, soit une perte de 0,09 \$ par action ordinaire, en 2024), en hausse de 119 millions de dollars, soit 0,11 \$ par action ordinaire.

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)	2025	2024
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	21	(98)
Postes particuliers (avant impôts) :		
Règlement avec South Bow ¹	(8)	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	—	85
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	—	37
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	(3)
Impôts sur les postes particuliers	(13)	(21)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	—
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,02 \$	(0,09) \$
Postes particuliers (après impôts)	(0,02)	0,09
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	—

1 Recouvrement de 8 millions de dollars avant impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2025 découlant de la résolution intervenue en septembre 2025 aux termes de la convention de scission avec South Bow.

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)
CNE	Comisión Nacional de Energía (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 2025 et 2024 et met en évidence les changements importants survenus entre 2024 et 2023, 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 2025 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 12 février 2026

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 2025 et 2024, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025, 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 2025 et 2024, 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 2025 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 2025, 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 12 février 2026, nous avons exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures d'audit en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages des éléments probants à l'égard des montants et des informations à fournir dans les états financiers consolidés. Nos audits comprennent également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit communiquées ci-après sont les questions découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été communiquées au comité d'audit, ou qui doivent l'être, et qui 1) portent sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés, et 2) font intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de la part de l'auditeur. La communication de questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en communiquant les questions critiques de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas une opinion distincte sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies auxquels elles se rapportent.

Établissement de la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway

Comme il est mentionné aux notes 2 et 9 afférentes aux états financiers consolidés, la société a comptabilisé un contrat de location-vente pour le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans un contrat de location de 6,6 milliards de dollars ainsi qu'un gain ou une perte à la vente de néant lors de la décomptabilisation de la valeur comptable des actifs sous-jacents. À la date de début de la location, la société comptabilise un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative des actifs sous-jacents, actualisés selon le taux implicite prévu au contrat de location. La valeur comptable de l'actif sous-jacent est décomptabilisée et les gains ou pertes connexes, le cas échéant, sont portés à l'état consolidé des résultats.

Nous avons déterminé que l'établissement de la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway constituait une question critique de l'audit. La mesure de jugement de la direction quant à certains facteurs qualitatifs permettant de conclure que la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway se rapproche de la valeur comptable de ses actifs sous-jacents nécessite l'exercice d'un jugement subjectif de la part de l'auditeur. 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 à la question critique de l'audit. Cela comprend les contrôles liés à l'établissement par la société que la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway se rapproche de la valeur comptable de ses actifs sous-jacents. Nous avons évalué les évaluations quantitatives effectuées par la société à l'égard des facteurs soutenant le jugement de la société voulant que la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable. Nous avons évalué les flux de trésorerie prévisionnels de la société sur la base de l'utilisation prévue des actifs sous-jacents par un intervenant du marché afin de déterminer le taux de rendement implicite, lequel a été comparé aux taux de rendement estimatifs qu'un intervenant du marché exigerait. De plus, nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés :

- à évaluer le rendement implicite des actifs sous-jacents en formulant, de façon indépendante, des prévisions quant au taux de rendement qu'attendrait un intervenant du marché en utilisant des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer le rendement implicite des actifs sous-jacents en comparant le multiple du BAIIA implicite aux multiples du BAIIA en utilisant des données de marché accessibles au public pour des entités comparables.

Évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia

Comme il est mentionné aux notes 2 et 13 afférentes aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia s'élevait à 10 082 millions de dollars au 31 décembre 2025. La société effectue une évaluation annuelle de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a baisse de valeur au niveau des unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. 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 de l'unité d'exploitation est établie au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés qui nécessite le recours à des hypothèses liées aux prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations (collectivement, les « hypothèses clés »). La société a opté de soumettre directement l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif au 31 décembre 2025 en ce qui a trait à l'unité d'exploitation Columbia et elle a déterminé que la juste valeur de cette unité dépassait sa valeur comptable, écart d'acquisition inclus, au 31 décembre 2025. Nous avons déterminé que l'évaluation des principales hypothèses utilisées dans l'évaluation de l'écart d'acquisition pour ce qui est de l'unité d'exploitation Columbia constituait une question critique de l'audit. Un degré élevé de jugement de la part de l'auditeur a été nécessaire pour procéder à l'évaluation des hypothèses clés. Des variations mineures des hypothèses clés pourraient avoir une incidence importante sur la détermination, par la société, de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés à l'établissement par la société de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia et son évaluation des hypothèses clés. Nous avons comparé les principales hypothèses ayant servi pour le test de dépréciation de l'écart d'acquisition quantitatif précédent aux résultats réels afin d'évaluer la capacité de la société à établir des prévisions avec précision. Nous avons évalué les hypothèses clés de la société utilisées dans le cadre du test de dépréciation du 31 décembre 2025 en les comparant aux résultats historiques, au résultat du règlement visant Columbia Gas et aux hypothèses contenues dans des publications du secteur en ce qui a trait aux prévisions en matière de consommation et de production mondiale et nord-américaine d'énergie.

/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 12 février 2026

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 2025, 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 2025, 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 2025 et 2024, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 12 février 2026 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière ainsi que l'appréciation, incluse dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » figurant dans les états financiers consolidés de la société, 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 12 février 2026

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)			
	2025	2024	2023
Produits (note 6)			
Gazoducs – Canada	5 785	5 600	5 173
Gazoducs – États-Unis	7 145	6 339	6 229
Gazoducs – Mexique	1 450	870	846
Énergie et solutions énergétiques	845	954	1 019
Siège social	14	8	—
	15 239	13 771	13 267
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	1 274	1 558	1 310
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (note 10)	—	—	(2 100)
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	4 619	4 413	4 073
Achats de produits de base revendus	208	217	80
Impôts fonciers	881	820	781
Amortissement	2 769	2 535	2 446
	8 477	7 985	7 380
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs (note 29)	—	620	—
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 19)	3 407	3 019	2 966
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(453)	(784)	(575)
(Gains) pertes de change, montant net (note 21)	(157)	147	(320)
Intérêts créditeurs et autres	(205)	(324)	(272)
	2 592	2 058	1 799
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	5 444	5 906	3 298
Charge (recouvrement) d'impôts découlant des activités poursuivies (note 18)			
Exigibles	367	495	864
Reportés	771	427	(22)
	1 138	922	842
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 306	4 984	2 456
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts (note 4)	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette)	4 094	5 379	3 068
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 22)	575	681	146
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	3 519	4 698	2 922
Dividendes sur les actions privilégiées	119	104	93
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires			
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 306	4 984	2 456
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 22)	575	681	146
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	3 731	4 303	2 310
Dividendes sur les actions privilégiées	119	104	93
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	3 612	4 199	2 217
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts (note 4)	(212)	395	612
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	3 400	4 594	2 829
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire - de base et dilué (note 23)			
Activités poursuivies	3,47 \$	4,05 \$	2,15 \$
Activités abandonnées	(0,20) \$	0,38 \$	0,60 \$
	3,27 \$	4,43 \$	2,75 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,40 \$	3,7025 \$	3,72 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 23)			
De base	1 040	1 038	1 030
Dilué	1 040	1 038	1 030

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)	2025	2024	2023
Bénéfice net (perte nette)	4 094	5 379	3 068
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(978)	1 602	(1 141)
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	—	(25)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	(18)	17
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(22)	35	—
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	31	(16)	74
Gains actuariels (pertes actuarielles) latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	79	83	(11)
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)	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	173	(211)
Autres éléments du résultat étendu (note 25)	(887)	1 828	(1 272)
Résultat étendu	3 207	7 207	1 796
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	64	1 584	(220)
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	3 143	5 623	2 016
Dividendes sur les actions privilégiées	119	104	93
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	3 024	5 519	1 923

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)	2025	2024	2023
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	4 094	5 379	3 068
Amortissement	2 769	2 788	2 778
Impôts reportés (note 18)	766	493	11
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 5 et 10)	(1 274)	(1 608)	(1 377)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (note 10)	—	—	2 100
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	1 616	1 675	1 254
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 26)	3	11	(17)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(320)	(512)	(367)
(Gains) pertes latents sur les instruments financiers (note 27)	(235)	340	(342)
Provision pour pertes sur créances attendues (note 27)	83	(22)	(83)
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	149	(216)	44
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs (note 29)	—	(620)	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres (note 4)	29	21	(4)
Autres	169	(232)	(4)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 28)	(503)	199	207
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 346	7 696	7 268
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 5)	(5 270)	(6 308)	(8 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 5)	(16)	(50)	(142)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 5 et 10)	(1 051)	(4 683)	(4 149)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	5	3 686	23
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 29)	—	791	33
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 29)	—	—	(307)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	250
Montants reportés et autres	(126)	(345)	12
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 458)	(6 909)	(12 287)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	876	341	(6 299)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 413	8 089	15 884
Remboursements sur la dette à long terme (notes 19 et 20)	(6 116)	(9 273)	(3 772)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	2 545	1 465	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 507)	(3 953)	(2 787)
Dividendes sur les actions privilégiées	(114)	(99)	(92)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	104	88	4
Actions privilégiées rachetées (note 24)	(250)	—	—
Distributions aux participations sans contrôle et autres	(929)	(755)	(173)
Apports des participations sans contrôle	—	21	—
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage (note 9)	351	—	—
Emprunt auprès d'une société liée (note 11)	111	—	—
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 29)	—	419	5 328
Trésorerie transférée à South Bow, déduction faite du règlement de dettes	—	(244)	—
Gains (pertes) sur règlement d'instruments financiers	—	27	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 516)	(3 874)	8 093
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(5)	210	(16)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(633)	(2 877)	3 058
Trésorerie et équivalents de trésorerie – au début de l'exercice	801	3 678	620
Trésorerie et équivalents de trésorerie – à la fin de l'exercice	168	801	3 678

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)		2025	2024
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		168	801
Débiteurs		2 794	2 611
Stocks		782	747
Autres actifs à court terme (note 7)		2 375	1 339
Actif à court terme des activités abandonnées (note 4)		197	235
		6 316	5 733
Immobilisations corporelles (note 8)		71 054	77 501
Investissement net dans des contrats de location (note 9)		8 110	2 477
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)		11 358	10 636
Placements restreints		3 502	2 998
Actifs réglementaires (note 12)		2 913	2 682
Écart d'acquisition (note 13)		13 016	13 670
Autres actifs à long terme (note 14)		2 482	2 410
Actif à long terme des activités abandonnées (note 4)		—	136
		118 751	118 243
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer (note 15)		1 200	387
Créditeurs et autres (note 16)		5 274	5 297
Dividendes à payer		901	874
Intérêts courus		858	828
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 19)		1 545	2 955
Passif à court terme des activités abandonnées (note 4)		181	170
		9 959	10 511
Passifs réglementaires (note 12)		5 841	5 303
Autres passifs à long terme (note 17)		1 034	1 051
Passifs d'impôts reportés (note 18)		7 677	6 884
Dette à long terme (note 19)		45 247	44 976
Billets subordonnés de rang inférieur (note 20)		12 094	11 048
Passif à long terme des activités abandonnées (note 4)		—	110
		81 852	79 883
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 23)		30 218	30 101
Émises et en circulation :	31 décembre 2025 – 1 041 millions d'actions 31 décembre 2024 – 1 039 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 24)		2 255	2 499
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)		(5 925)	(5 241)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 25)		747	233
Participations assurant le contrôle		27 295	27 592
Participations sans contrôle (note 22)		9 604	10 768
		36 899	38 360
		118 751	118 243

Engagements, éventualités et garanties (note 30)

Entités à détenteurs de droits variables (note 31)

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)	2025	2024	2023
Actions ordinaires (note 23)			
Solde au début de l'exercice	30 101	30 002	28 995
Actions émises :			
Exercice d'options sur actions	117	99	4
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	—	1 003
Solde à la fin de l'exercice	30 218	30 101	30 002
Actions privilégiées (note 24)			
Solde au début de l'exercice	2 499	2 499	2 499
Rachat d'actions	(244)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	2 255	2 499	2 499
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	—	—	722
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(7)	(5)	9
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 29)	—	(41)	(3 537)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	7	46	2 806
Solde à la fin de l'exercice	—	—	—
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)			
Solde au début de l'exercice	(5 241)	(2 997)	819
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	3 519	4 698	2 922
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 537)	(3 842)	(3 839)
Dividendes sur les actions privilégiées	(117)	(104)	(93)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides (note 4)	(542)	(2 950)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	(7)	(46)	(2 806)
Solde à la fin de l'exercice	(5 925)	(5 241)	(2 997)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 25)			
Solde au début de l'exercice	233	49	955
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(376)	946	(379)
Incidence des participations sans contrôle (note 29)	348	(21)	(527)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides (note 4)	542	(741)	—
Solde à la fin de l'exercice	747	233	49
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	27 295	27 592	29 553
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	10 768	9 455	126
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 22)	575	681	146
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(511)	903	(366)
Sortie d'une participation et de participations sans contrôle (note 29)	(348)	461	9 451
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas (note 29)	—	—	222
Apports des participations sans contrôle	—	21	—
Distributions déclarées aux participations sans contrôle	(880)	(753)	(124)
Solde à la fin de l'exercice	9 604	10 768	9 455
Total des capitaux propres	36 899	38 360	39 008

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 40 984 km (25 467 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 49 587 km (30 811 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 3 600 km (2 235 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 1^{er} octobre 2024, TC Énergie 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 »). 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. Les participations dans des entités consolidées détenues par d'autres parties sont présentées en tant que 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 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.

Ajustements hors période

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a comptabilisé des ajustements hors période afin de reclasser une tranche de ses pertes liées aux couvertures de l'investissement net ayant été inscrites dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Les ajustements comprennent i) le reclassement de pertes liées aux couvertures de l'investissement net de 348 millions de dollars depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu vers les participations sans contrôle par suite de la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf le 4 octobre 2023, qui a été présenté respectivement aux postes « Incidence des participations sans contrôle » et « Sortie de participations » à l'état consolidé des capitaux propres; et ii) le reclassement de pertes liées aux couvertures de l'investissement net de 542 millions de dollars depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu vers le poste Bénéfices non répartis (déficit cumulé) relativement à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de la société réalisée le 1^{er} octobre 2024.

La société a déterminé que ces ajustements hors période n'ont eu aucune incidence significative, individuellement ou collectivement, sur les états financiers annuels ou trimestriels présentés antérieurement, ni sur ses états financiers consolidés.

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 sur les états financiers consolidés 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 :

- la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway utilisée pour comptabiliser l'investissement net au début du contrat de location (note 9);
- la juste valeur des unités d'exploitation comportant un écart d'acquisition (note 13).

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 :

- la recouvrabilité et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- la répartition de la contrepartie entre les composantes locatives et non locatives d'un contrat qui contient un contrat de location (note 9);
- 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 9 et 27);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 12);
- la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 17);
- 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 18);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 26);
- la juste valeur des instruments financiers (notes 26 et 27);
- les engagements et provisions au titre des éventualités et garanties (note 30).

TC Énergie continue d'évaluer les répercussions des changements climatiques sur les états financiers consolidés. Les cadres et les initiatives réglementaires liés à la durabilité 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 du BC Energy Regulator. 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 nationale de l'énergie (« CNE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TC Énergie, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Une activité est admissible à la CATR lorsqu'elle satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de 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 certains de ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, les produits d'exploitation variables ne sont comptabilisés que dans la mesure où il est probable que le montant cumulatif des produits d'exploitation ne fera l'objet d'aucun ajustement à la baisse important.

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 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 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.

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 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.

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 0,625 % 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 une augmentation correspondante est inscrite 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, ou lors d'une modification apportée à ce dernier, 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 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, ou lors d'une modification apportée à un contrat de location, 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, ou lors d'une modification apportée à un contrat de 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 de l'investissement net dans un contrat de location 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 égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué, actualisés selon le taux implicite prévu au contrat de location. Les immobilisations corporelles relatives à l'actif loué sont décomptabilisées et les gains (pertes) connexes, le cas échéant, sont portés à l'état consolidé des résultats. Les produits tirés de contrats de location-vente sont calculés par application du taux implicite prévu au contrat de location et ils sont inscrits dans les produits.

La société intervient en tant que bailleur à l'égard de certains autres contrats, dont des CAE, qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, l'actif loué est toujours capitalisé dans les immobilisations corporelles au bilan consolidé et il est amorti sur sa durée de vie utile alors que les paiements de loyers sont comptabilisés en tant que produits sur la durée du contrat selon le mode linéaire. Les paiements de loyers variables sont comptabilisés comme des produits dans la période au cours de laquelle ils surviennent.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles et ses projets d'investissement en cours d'aménagement, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs à l'égard d'une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimatif d'un actif à long terme est inférieur à la valeur comptable de l'actif en question, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'actif.

Perte de valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

La société passe en revue ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a eu une perte de valeur lorsqu'un événement ou un changement de circonstances a d'importantes répercussions néfastes sur la juste valeur de la participation. Lorsque la société conclut que la juste valeur d'une participation est inférieure à sa valeur comptable, elle détermine alors si la perte de valeur est durable et, le cas échéant, une perte de valeur est constatée au titre de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de la participation, cette perte ne pouvant dépasser la valeur comptable de la participation.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis est classé dans l'écart d'acquisition. Ce dernier n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur.

L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. La société prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, les considérations de l'industrie et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs de coût, les résultats financiers historiques et prévisionnels, et les circonstances propres à l'unité d'exploitation.

Si la société conclut qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, elle procède alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. La société peut choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la société compare la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur. La juste valeur d'une unité d'exploitation est établie d'après un modèle 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. L'écart d'acquisition conservé fera l'objet d'un test de dépréciation.

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 comptabilisés 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

La société n'émet plus d'options sur actions aux employés et aux dirigeants. Les options sur actions attribuées avant 2024 ont été 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 recouvrés 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. Dans le cas de cessions partielles d'établissements étrangers ne donnant pas lieu à un changement de contrôle ou de cessions d'établissements étrangers autrement que par vente, les gains et les pertes sont reclassés dans les capitaux propres. 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 conformément aux gains et aux pertes découlant de la conversion d'établissements étrangers lorsque l'établissement étranger fait l'objet d'une cession totale ou partielle.

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 2025

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer la transparence et l'utilité 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. Aux termes de ces nouvelles directives, les entités sont tenues de présenter des catégories précises dans le tableau de rapprochement des taux et d'établir des dispositions spécifiques relatives à la ventilation des éléments de rapprochement qui respectent certains seuils. Par ailleurs, les entités doivent présenter les informations ventilées sur les impôts sur le bénéfice payés, le bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts et la charge d'impôts découlant des activités poursuivies. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2025. La société a adopté ces directives sur une base rétrospective. L'adoption de ces directives n'a eu aucune incidence significative sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 18 « Impôts sur le bénéfice » pour obtenir un complément d'information et pour connaître l'incidence de ces nouvelles directives.

Modifications comptables futures

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 sont appliquées prospectivement et l'application rétrospective est permise. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés.

Logiciels à usage interne

En septembre 2025, le FASB a publié une mise à jour des directives concernant la comptabilisation des coûts des logiciels à usage interne. Ces directives mises à jour suppriment les références aux phases de développement des projets et présentent de nouvelles indications afférentes au moment où commence l'inscription à l'actif des coûts afférents aux logiciels à usage interne. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2028. L'adoption anticipée est permise à l'ouverture d'un exercice. Ces directives peuvent être appliquées prospectivement, rétrospectivement ou selon une approche modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés.

Améliorations de la comptabilité de couverture

En novembre 2025, le FASB a publié de nouvelles directives visant à mieux aligner la comptabilité de couverture sur les aspects économiques des activités de gestion des risques d'une entité. Les modifications doivent permettre aux entités d'établir et de maintenir la comptabilité de couverture pour les couvertures hautement efficaces de transactions prévisionnelles. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027. L'adoption anticipée est permise. Les directives peuvent être appliquées prospectivement pour toutes les relations de couvertures existantes à la date d'adoption. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés.

Subventions publiques

En décembre 2025, le FASB a établi des directives faisant autorité sur la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des exigences afférentes aux subventions publiques reçues. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2029. L'adoption anticipée est permise. Les directives peuvent être appliquées selon une approche prospective modifiée, une approche rétrospective modifiée ou une base rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés.

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a mené à terme la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. Aux termes de la scission, TC Énergie et South Bow ont signé une série d'ententes visant à définir les paramètres et les lignes directrices régissant leur relation continue, y compris une convention de services de transition, une entente portant sur les questions fiscales et une convention de scission.

La convention de services de transition a été établie afin de préciser certains services que TC Énergie fournira à South Bow, pour une période d'au plus deux ans.

L'entente portant sur les questions fiscales encadre 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.

La convention de scission 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.

En 2025, TC Énergie a conclu une entente avec South Bow visant des passifs pour lesquels elle a indemnisé South Bow aux termes de la convention de scission, ce qui libère la société à l'égard de ces passifs. Compte tenu de cette entente, une perte nette découlant des activités abandonnées, après impôts, de 183 millions de dollars a été constatée. Les paiements relatifs à cette entente ont commencé au quatrième trimestre de 2025 et prendront fin en 2026.

La société a également réévalué sa quote-part estimée des recouvrements futurs, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation de 29 millions de dollars qui a été portée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » à l'état consolidé des résultats.

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 entiers. 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. Aucun coût de scission n'a été comptabilisé au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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 précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow a obtenu l'approbation réglementaire. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, un montant de 105 millions de dollars a été transféré à South Bow. Au 31 décembre 2025, des actifs du régime PD canadien d'un montant de 17 millions de dollars étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie et ils ont été pris en compte au poste « Actif à court terme découlant des activités abandonnées », et une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à court terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. La société s'attend à ce que les actifs restants soient transférés en totalité vers la mi-2026. 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

Comme il est précisé à la note 2 « Conventions comptables », 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.

Les chiffres comparatifs des exercices précédents présentent 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)	2025	2024	2023
Produits	—	2 217	2 667
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	50	67
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	216	806	814
Achats de produits de base revendus	—	387	437
Impôts fonciers	—	84	116
Amortissement	—	253	332
Charges de dépréciation d'actifs et autres	29	21	(4)
	245	1 551	1 695
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(245)	716	1 039
Charges financières			
Intérêts débiteurs	—	218	297
Intérêts créditeurs et autres	(28)	(21)	30
	(28)	197	327
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	(217)	519	712
Charge (recouvrement) d'impôts	(5)	124	100
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(212)	395	612

Actif et passif des activités abandonnées

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Autres actifs à court terme	197	235
	197	235
Autres actifs à long terme		
	—	136
	197	371
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	181	170
	181	170
Autres passifs à long terme		
	—	110
	181	280

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 » pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a comptabilisé, en tant qu'ajustement hors période, un montant de 542 millions de dollars lié à la scission afin de reclasser une tranche proportionnelle de ses pertes liées aux couvertures des investissements nets inscrites dans le cumul des autres éléments du résultat étendu vers le poste « Bénéfices non répartis (déficit cumulé) ». Il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » pour un complément d'information.

Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)			
	2025	2024	2023
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	(185)	670	1 026
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	24	(89)	87

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 2025						
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
Produits	5 785	7 145	1 450	845	14	15 239
Produits intersectoriels ²	—	99	—	52	(151)	—
	5 785	7 244	1 450	897	(137)	15 239
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	112	301	94	767	—	1 274
Coûts d'exploitation ²	(2 210)	(2 581)	(262)	(778)	123	(5 708)
Amortissement	(1 523)	(1 037)	(96)	(113)	—	(2 769)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 164	3 927	1 186	773	(14)	8 036
Intérêts débiteurs						(3 407)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						453
Gains (pertes) de change, montant net						157
Intérêts créditeurs et autres						205
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies, avant les impôts sur le bénéfice						5 444
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(1 138)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						4 306
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice						(212)
Bénéfice net (perte nette)						4 094
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(575)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						3 519
Dividendes sur les actions privilégiées						(119)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						3 400
Dépenses d'investissement³						
Dépenses en immobilisations	1 340	3 316	522	61	31	5 270
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	16	—	16
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	65	141	—	845	—	1 051
	1 405	3 457	522	922	31	6 337

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

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 sectoriels 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. 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. Se reporter à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » 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	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique
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. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Actif total par secteurs		
Gazoducs – Canada	31 371	31 167
Gazoducs – États-Unis	56 617	56 304
Gazoducs – Mexique	16 342	15 995
Énergie et solutions énergétiques	10 764	10 217
Siège social	3 460	4 189
	118 554	117 872
Activités abandonnées	197	371
	118 751	118 243

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Produits			
Canada – marché intérieur	5 617	5 579	5 337
Canada – exportations	968	953	821
États-Unis	7 204	6 369	6 263
Mexique	1 450	870	846
	15 239	13 771	13 267

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Immobilisations corporelles		
Canada	26 078	26 354
États-Unis	40 976	40 580
Mexique	4 000	10 567
	71 054	77 501

6. PRODUITS

Ventilation des produits

exercice clos le 31 décembre 2025	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
(en millions de dollars canadiens)					
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	5 785	5 698	445	—	11 928
Électricité	—	—	—	236	236
Stockage de gaz naturel et autres ¹	—	1 141	218	440	1 799
	5 785	6 839	663	676	13 963
Produits tirés de contrats de location-vente ²	—	—	787	—	787
Autres produits ³	—	306	—	169	475
	5 785	7 145	1 450	845	15 225
Produits du siège social ⁴					14
					15 239

- 1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 192 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. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 2 Représentent les produits tirés des contrats de location-vente associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-exploitation de la société. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 4 Produits générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2024	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
(en millions de dollars canadiens)					
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
Produits tirés de contrats de location-vente ³	—	—	308	—	308
Autres produits ⁴	—	88	—	305	393
	5 600	6 339	870	954	13 763
Produits du siège social ⁵					8
					13 771

- 1 Le secteur Gazoduc – Canada comprend 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 Le secteur Gazoduc – Mexique comprend 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 TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 Représentent les produits tirés des contrats de location-vente associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-exploitation de la société. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 5 Comprennent les produits de 7 millions de dollars générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow. 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
Produits tirés de contrats de location-vente ³	—	—	279	—	279
Autres produits ⁴	—	248	—	229	477
	5 173	6 229	846	1 019	13 267

- 1 Le secteur Gazoduc – Canada comprend 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 Le secteur Gazoduc – Mexique comprend 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. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 Représentent les produits tirés des contrats de location-vente associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-vente de la société. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	Poste visé au bilan consolidé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 822	1 452	Débiteurs
Actifs sur contrats (note 7)	216	165	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme (note 14)	627	608	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹ (note 16)	46	30	Créditeurs et autres

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, des produits de 21 millions de dollars (41 millions de dollars en 2024) 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 représentent surtout des produits non gagnés relatifs à des services visés par des contrats.

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 31 décembre 2025, les produits futurs au titre des ententes de capacité et des contrats de transport à long terme relatifs aux pipelines ainsi que des contrats de stockage de gaz naturel et autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se chiffraient à environ 33,8 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 7,0 milliards de dollars devant être comptabilisée en 2026.

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;
- les produits liés aux actifs en cours de construction, qui sont comptabilisés lorsque l'actif est mis en service.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Investissement net dans des contrats de location (note 9)	1 256	333
Juste valeur des instruments dérivés (note 27)	438	347
Actifs sur contrats (note 6)	216	165
Trésorerie donnée en garantie	93	128
Charges payées d'avance	82	86
Crédits d'émission	67	75
Actifs réglementaires (note 12)	58	123
Autres	165	82
	2 375	1 339

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre	2025			2024		
(en millions de dollars canadiens)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	20 806	8 037	12 769	20 497	7 413	13 084
Postes de compression	7 277	2 732	4 545	7 146	2 497	4 649
Postes de comptage et autres	1 685	903	782	1 668	883	785
	29 768	11 672	18 096	29 311	10 793	18 518
En construction	663	—	663	503	—	503
	30 431	11 672	18 759	29 814	10 793	19 021
Réseau principal au Canada						
Pipeline	11 126	8 355	2 771	10 907	8 165	2 742
Postes de compression	4 661	3 500	1 161	4 540	3 448	1 092
Postes de comptage et autres	797	344	453	749	331	418
	16 584	12 199	4 385	16 196	11 944	4 252
En construction	121	—	121	163	—	163
	16 705	12 199	4 506	16 359	11 944	4 415
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	2 947	1 777	1 170	2 927	1 742	1 185
En construction	19	—	19	31	—	31
	2 966	1 777	1 189	2 958	1 742	1 216
	50 102	25 648	24 454	49 131	24 479	24 652
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	14 996	1 610	13 386	14 826	1 472	13 354
Postes de compression	6 169	741	5 428	6 153	677	5 476
Postes de comptage et autres	4 529	502	4 027	4 570	455	4 115
	25 694	2 853	22 841	25 549	2 604	22 945
En construction	675	—	675	891	—	891
	26 369	2 853	23 516	26 440	2 604	23 836
ANR						
Pipeline	3 092	744	2 348	2 477	745	1 732
Postes de compression	4 933	948	3 985	4 446	938	3 508
Postes de comptage et autres	1 867	509	1 358	1 832	521	1 311
	9 892	2 201	7 691	8 755	2 204	6 551
En construction	362	—	362	853	—	853
	10 254	2 201	8 053	9 608	2 204	7 404

aux 31 décembre	2025			2024		
(en millions de dollars canadiens)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
Columbia Gulf	4 427	274	4 153	4 127	304	3 823
GTN	3 325	1 476	1 849	3 405	1 467	1 938
Great Lakes	2 577	1 509	1 068	2 602	1 537	1 065
Autres ²	1 646	655	991	1 695	628	1 067
	11 975	3 914	8 061	11 829	3 936	7 893
En construction	643	—	643	694	—	694
	12 618	3 914	8 704	12 523	3 936	8 587
	49 241	8 968	40 273	48 571	8 744	39 827
Gazoducs – Mexique³						
Pipeline	2 468	545	1 923	2 590	523	2 067
Postes de compression	449	113	336	476	107	369
Postes de comptage et autres	394	107	287	398	99	299
	3 311	765	2 546	3 464	729	2 735
En construction	1 454	—	1 454	7 807	—	7 807
	4 765	765	4 000	11 271	729	10 542
Énergie et solutions énergétiques						
Production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel	1 322	719	603	1 273	671	602
Stockage de gaz naturel et autres	887	308	579	873	281	592
Production d'énergies renouvelables	737	83	654	779	54	725
	2 946	1 110	1 836	2 925	1 006	1 919
En construction	56	—	56	56	—	56
	3 002	1 110	1 892	2 981	1 006	1 975
Siège social	895	460	435	944	439	505
	108 005	36 951	71 054	112 898	35 397	77 501

1 Comprennent Foothills, Ventures LP et la portion canadienne de Great Lakes.

2 Comprennent North Baja, Tuscarora, Louisiana Intrastate, Crossroads, les activités de commercialisation de l'électricité aux États-Unis et l'entreprise d'exploitation des minéraux.

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a décomptabilisé un montant de 6 595 millions de dollars (néant en 2024) au titre des immobilisations corporelles et inscrit un actif correspondant dans l'investissement net dans des contrats de location se rapportant aux gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.

9. 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)	2025	2024
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	112	117
Produits tirés de la sous-location	(5)	(6)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	107	111

1 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)	2025	2024
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	76	74
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	18	96

aux 31 décembre	2025	2024
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	11 ans	13 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,4 %	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)	2025	2024
Moins de un an	73	73
Entre un an et deux ans	66	73
Entre deux et trois ans	63	66
Entre trois et quatre ans	63	64
Entre quatre et cinq ans	59	63
Plus de cinq ans	185	275
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	509	614
Intérêt théorique	(78)	(103)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	431	511

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)	2025	2024
Créditeurs et autres (note 16)	61	60
Autres passifs à long terme (note 17)	370	451
	431	511

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 402 millions de dollars (480 millions de dollars en 2024), 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 2025 s'est établie à 109 millions de dollars (114 millions de dollars en 2024; 112 millions de dollars en 2023).

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)	2025	2024
Moins de un an	80	107
Entre un an et deux ans	9	76
Entre deux et trois ans	10	9
Entre trois et quatre ans	10	10
Entre quatre et cinq ans	10	10
Plus de cinq ans	45	55
	164	267

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 371 millions de dollars au 31 décembre 2025 (697 millions de dollars et 351 millions de dollars, respectivement, en 2024).

Contrats de location-vente

Les gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes, Tula et Southwest Gateway 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 comporte 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 2025. 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.

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca

En septembre 2025, TC Énergie a conclu une entente d'affacturage avec la CFE et une importante banque du Mexique dans le but de soumettre pour affacturage ses factures mensuelles au titre des services fournis sur le réseau de TGNH en 2025. La banque s'est chargée de l'affacturage des factures émises d'août à octobre sans recours pour TC Énergie, et cette dernière a continué de recevoir les montants facturés pendant la période visée par des paiements contractuels.

L'entente d'affacturage a entraîné une modification des modalités de location aux fins de la comptabilité prévues dans le contrat de transport existant conclu entre TGNH et la CFE, sans changement au classement du contrat de location à sa réévaluation. Ainsi, la société a réaffecté la contrepartie prévue au contrat aux composantes locatives et non locatives au moyen d'une méthode du coût attendu plus marge, en fonction des prix de vente spécifiques des services d'exploitation et de maintenance mis à jour établis pour chacune des composantes non locatives à la date de la modification. Le montant résiduel de la contrepartie issue de ce processus a ensuite été affecté à la composante locative. La variation de l'affectation a été prise en compte de façon prospective. Le taux implicite prévu au contrat a été ajusté afin qu'il corresponde au taux selon lequel l'investissement net dans le contrat de location modifié équivaudrait à la valeur comptable de l'investissement net dans le contrat de location juste avant la date d'entrée en vigueur de la modification.

Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location, TC Énergie a inscrit les montants affacturés au poste « Créiteurs et autres » au bilan consolidé, et les créances correspondantes n'ont pas été décomptabilisées. La trésorerie reçue par suite de l'entente d'affacturage a été incluse dans les activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie. En 2025, TC Énergie a soumis des créances d'une valeur nominale totalisant 351 millions de dollars (251 millions de dollars US), dont elle a reçu le paiement.

Gazoduc Southeast Gateway

Au cours du deuxième trimestre de 2025, la société a annoncé l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway. La société a déterminé que ce gazoduc représentait un contrat de location-vente conclu entre TGNH et la CFE ayant débuté lorsque l'actif a été mis à la disposition du client. Lors de la passation du contrat en 2022 et après révision au troisième trimestre de 2025 lorsque la société a conclu une entente d'affacturage avec la CFE, la société a affecté la contrepartie attendue relative au contrat à la composante non locative en ce qui a trait à la prestation de services d'exploitation et de maintenance, selon les prix de vente spécifiques estimatifs établis au moyen d'une méthode du coût attendu plus marge. Le montant résiduel de la contrepartie issue de ce processus a ensuite été affecté à la composante locative. L'estimation des coûts d'exploitation futurs formulée par la société a influé sur l'affectation de la contrepartie prévue au contrat entre les composantes locative et non locative, sur le moment de la comptabilisation des produits aux termes du contrat ainsi que sur le calcul du taux implicite du contrat de location.

Les gazoducs de TGNH, qui comprennent le gazoduc Southeast Gateway, sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. Ainsi, la société a exercé son jugement afin de déterminer si, à la passation du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapprochait de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapprochait de la valeur comptable résiduelle à la fin de la durée du contrat de location. La juste valeur correspondait à une évaluation non récurrente classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. La société a estimé que si les actifs étaient achetés à leur valeur comptable, ils généreraient un rendement pour l'acheteur correspondant aux attentes actuelles des intervenants du marché.

En 2025, la société a comptabilisé un investissement net dans un contrat de location de 6,6 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US) associé au commencement de la location du gazoduc Southeast Gateway, sans qu'un gain ou qu'une perte sur la vente ne soit pris en compte lors de la décomptabilisation de l'actif sous-jacent. La société a inscrit une provision pour pertes sur créances attendues de 113 millions de dollars au poste « Coûts d'exploitation des centrales et autres » liée à l'investissement net initial dans le contrat de location résiduel.

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)	2025	2024
Moins de un an	1 256	333
Entre un an et deux ans	1 000	333
Entre deux et trois ans	1 000	333
Entre trois et quatre ans	1 000	333
Entre quatre et cinq ans	1 000	333
Plus de cinq ans	24 508	8 499
	29 764	10 164

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)	2025	2024
Investissement net dans des contrats de location		
Paiements minimaux futurs au titre de la location	29 764	10 164
Produits locatifs non gagnés	(20 397)	(7 323)
Créances locatives	9 367	2 841
Provision pour pertes sur créances attendues ¹	(141)	(59)
Valeur actualisée de la valeur résiduelle non garantie	140	28
	9 366	2 810
Tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme (note 7)	(1 256)	(333)
	8 110	2 477

¹ Comprend des gains de change de 2 millions de dollars (pertes de 6 millions de dollars en 2024).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a inscrit des produits tirés de contrats de location-vente de 787 millions de dollars (308 millions de dollars en 2024; 279 millions de dollars en 2023).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a comptabilisé une charge afférente aux pertes sur créances attendues de 84 millions de dollars (recouvrement de 23 millions de dollars en 2024; recouvrement de 73 millions de dollars en 2023) liée 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 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

10. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2025	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	
		2025	2024	2023	2025	2024
Gazoducs – Canada						
TQM ¹	50 %	17	17	17	158	160
Coastal GasLink ¹	35 %	95	17	203	896	1 006
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border	50 %	145	130	101	766	647
Millennium	47,5 %	70	95	109	(22)	(21)
Iroquois	50 %	70	100	98	216	221
Autres	Divers	16	16	16	137	135
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas	60 %	94	283	78	1 427	1 403
Énergie et solutions énergétiques						
Bruce Power ¹	48,3 %	767	900	690	7 780	7 043
Autres	Divers	—	—	(2)	—	42
		1 274	1 558	1 310	11 358	10 636

1 Classée en tant qu'EDDV. Se reporter à la note 31 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

Distributions et apports

Les distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 se sont établies comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Distributions			
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 616	1 607	1 158
Remboursement du prêt subordonné par Coastal GasLink ^{1,2}	—	3 147	—
Autres ¹	5	539	23
	1 621	5 293	1 181
Apports¹			
Apports à d'autres participations comptabilisés à la valeur de consolidation	986	719	918
Apports à Coastal GasLink LP ²	65	3 964	3 231
	1 051	4 683	4 149

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

2 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. Se reporter à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » pour un complément d'information.

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

En novembre 2024, Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») a signé une entente commerciale avec LNG Canada (« LNGC ») et chacun des cinq participants à la coentreprise LNGC (les « participants de LNGC »), qui déclarait le gazoduc Coastal GasLink comme étant prêt à l'exploitation commerciale et permettait le recouvrement de droits auprès des clients, avec effet rétroactif au 1^{er} octobre 2024. L'entente prévoyait également un paiement non récurrent de 199 millions de dollars des participants de LNGC en faveur de TC Énergie au titre des travaux achevés et du règlement final des coûts, ce montant étant payable à la première des dates suivantes, soit trois mois après la date de mise en service déclarée de l'usine de LNG ou le 15 décembre 2025.

Le 12 juillet 2025, l'usine de LNG a été déclarée en service par LNGC. Aux termes de l'entente commerciale, TC Énergie a reçu le paiement non récurrent de 199 millions de dollars, qui a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie en octobre 2025. Ce paiement, qui doit être comptabilisé en totalité par TC Énergie selon les ententes contractuelles intervenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP, a été comptabilisé en tant que distribution en substance de la part de Coastal GasLink LP et il a été 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.

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.

En février 2023, Coastal GasLink LP a annoncé une hausse du coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink. La hausse des coûts du projet et 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 et conclu que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation avant impôts de 2 100 millions de dollars en 2023 et à des charges de dépréciation cumulatives 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 2025, la valeur comptable de la participation de la société dans Coastal GasLink LP se chiffrait à 896 millions de dollars (1 006 millions de dollars en 2024).

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Bénéfice			
Produits	7 493	6 962	6 197
Charges d'exploitation et autres charges	(4 412)	(3 783)	(3 343)
Bénéfice net	2 405	3 026	2 457
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	1 274	1 558	1 310

aux 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)

2025**2024****Bilan**

Actif à court terme	3 438	3 959
Actif à long terme	47 233	44 835
Passif à court terme	(1 888)	(2 111)
Passif à long terme	(22 389)	(21 729)

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable cumulative des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de la société était inférieur de 834 millions de dollars (769 millions de dollars en 2024) 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.

11. PRÊTS ENTRE 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 et exploite le gazoduc Coastal GasLink.

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 associés au projet de gazoduc Coastal GasLink.

Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, sont 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, et il est attendu que TC Énergie effectue la majeure partie de ces apports. Pour cette raison, 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 a été 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.

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. Au 31 décembre 2025, le montant consenti qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par Coastal GasLink LP s'établissait à 163 millions de dollars (228 millions de dollars au 31 décembre 2024).

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'élevait à 120 millions de dollars aux 31 décembre 2025 et 2024 et l'encours était de néant aux 31 décembre 2025 et 2024.

Sur de Texas

TC Énergie détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova Infraestructura Marina Holding B.V. (« IEnova ») relative à la propriété du gazoduc Sur de Texas qu'exploite la société. Le 15 décembre 2025, TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V. (« TCEM ») a obtenu une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée lui permettant de prélever, auprès de la coentreprise, des fonds portant intérêt à un taux variable. Cette facilité est plafonnée à 270 millions de dollars US et elle vient à échéance en décembre 2028. Au 31 décembre 2025, le montant qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par TCEM s'établissait à 259 millions de dollars (189 millions de dollars US) et l'encours du prêt se chiffrait à 111 millions de dollars (81 millions de dollars US), ce montant étant présenté au poste « Autres passifs à long terme » dans le bilan consolidé de la société.

12. 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 des tarifs établis, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services et que l'environnement concurrentiel fasse en sorte qu'il soit probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouvrés. 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 recouvrés 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. Sous réserve des modalités de tout règlement, les tarifs facturés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, l'organisme de réglementation permet généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société, en fonction de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL est actuellement exploité en vertu du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029 approuvée par la REC en septembre 2024 (le « règlement de 2025-2029 visant NGTL »). Ce 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 maximal de 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant des installations d'expansion afin de répondre aux engagements du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts comportant diverses dates de mise en service à compter de 2026, 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 un ratio du capital-actions ordinaire réputé 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 de 2025-2029 visant NGTL 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.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2023 et 2024 reflétaient les modalités 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 %, 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 ont été partagés avec ses clients.

Réseau principal au Canada

En avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité (le « règlement de 2021-2026 visant le réseau principal ») qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2021. À l'instar du règlement précédent, le règlement de 2021-2026 visant le réseau principal reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et prévoit un incitatif à réaliser des efficacités de coûts opérationnelles ou à augmenter les produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les clients que pour TC Énergie.

La stabilisation des droits est assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte de stabilisation des droits et le compte d'ajustement à court terme (« CACT »), qui permettent de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits du réseau et son coût du service pour chaque année de la durée du règlement de 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 de 2021-2026 visant le réseau principal lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement ont été atteints.

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 octobre 2025 (le « règlement de 2025 visant Columbia Gas »). Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} avril 2028 et Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2031. Le règlement prévoit aussi des majorations des tarifs en avril 2026 et en avril 2027 pour tenir compte des dépenses devant être affectées à des projets de modernisation.

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 »). En 2023, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients. Le règlement de 2022 visant ANR prévoyait un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} novembre 2025 et exige qu'ANR soumette une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} août 2028. Le règlement prévoyait aussi une majoration des tarifs en août 2024 au titre de certains projets de modernisation ainsi qu'une majoration des tarifs supplémentaire au plus tard le 1^{er} août 2028. ANR a déposé, en avril 2025, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport à compter du 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Au 31 décembre 2025, ANR collaborait avec les clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques.

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 en 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 prévoyait un moratoire jusqu'au 31 octobre 2025. En avril 2025, Great Lakes a déposé un dossier tarifaire selon l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport à compter du 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Au 31 décembre 2025, Great Lakes collaborait avec les clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques.

Tuscarora

Tuscarora est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en 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

Gas Transmission Northwest (« GTN ») est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en octobre 2024 (le « règlement de 2024 visant GTN »). Ce règlement maintient les tarifs actuellement en vigueur (les « tarifs déposés au préalable ») du 1^{er} avril 2024 au 31 mars 2026. GTN abaissera par la suite ses tarifs déposés au préalable entre le 1^{er} avril 2026 et le 31 mars 2027. Le règlement de 2024 visant GTN prévoit un moratoire expirant le 31 mars 2027. GTN est tenue de déposer une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} avril 2027.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TC Énergie au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CNE. Bien que la majeure partie de la capacité de la société soit visée par des tarifs contractuels à long terme, la CNE établit les tarifs pour les services interruptibles. Les tarifs en vigueur à l'égard des gazoducs de TC Énergie au Mexique prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)	2025	2024
(en millions de dollars canadiens)			
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	s. o.	2 760	2 593
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	—	56
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,3}	1-4	23	39
Autres	s. o.	188	117
		2 971	2 805
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)		58	123
		2 913	2 682
Passifs réglementaires			
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁴	s. o.	3 143	2 686
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁵	s. o.	1 098	1 197
Comptes d'ajustement à court terme et de stabilisation des droits du réseau principal au Canada ^{6,7}	s. o.	705	553
Coût de retrait des installations ⁸	s. o.	407	376
Compte d'ajustement provisoire du réseau principal au Canada ⁶	5	268	322
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ⁹	s. o.	266	122
Impôts reportés ¹	s. o.	195	188
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	134	50
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ¹⁰	s. o.	43	45
Compte d'ajustement à long terme du réseau principal au Canada ^{6,11}	1	37	74
Autres	s. o.	77	43
		6 373	5 656
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 16)		532	353
		5 841	5 303

- 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 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.
- 4 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.
- 5 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.
- 6 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.
- 7 Aux termes du règlement de 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.
- 8 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.
- 9 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.
- 10 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 43 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2025 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.
- 11 Aux termes du règlement de 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.

13. 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)	2025		2024	
	Dollars canadiens	Dollars US ¹	Dollars canadiens	Dollars US ¹
Columbia	10 082	7 351	10 588	7 351
ANR	2 669	1 946	2 803	1 946
Great Lakes	167	122	176	122
North Baja	66	48	70	48
Tuscarora	32	23	33	23
	13 016	9 490	13 670	9 490

1 Représente le montant brut de l'écart d'acquisition se chiffrant à 10 828 millions de dollars US aux 31 décembre 2025 et 2024, déduction faite de la dépréciation cumulée de 1 338 millions de dollars US.

Les changements à l'écart d'acquisition se présentent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis
Solde au 1 ^{er} janvier 2024	12 532
Variations des taux de change	1 138
Solde au 31 décembre 2024	13 670
Variations des taux de change	(654)
Solde au 31 décembre 2025	13 016

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2025, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes pour toutes les unités d'exploitation autres que l'unité d'exploitation Columbia. 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

La société a choisi de réaliser directement un test de dépréciation quantitatif annuel, au 31 décembre 2025, de l'écart d'acquisition d'un montant de 10 082 millions de dollars (7 351 millions de dollars US) afférent à l'unité d'exploitation Columbia en raison du règlement de 2025 visant Columbia Gas. Pour obtenir la juste valeur, la société a eu recours à un modèle des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et sur un multiple d'évaluation et elle a appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque faisant appel à des estimations et des jugements importants. L'évaluation de la juste valeur est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia au 31 décembre 2025 était supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Great Lakes

L'excédent de la juste valeur estimative de l'unité d'exploitation Great Lakes sur sa valeur comptable était inférieur à 10 % en date du dernier test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition en 2022. Des réductions futures des prévisions des flux de trésorerie ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés pourraient entraîner une dépréciation future de l'écart d'acquisition.

14. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 26)	967	758
Actifs sur contrats (note 6)	627	608
Actifs d'impôts reportés (note 18)	356	428
Juste valeur des instruments dérivés (note 27)	161	122
Projets d'investissement en cours d'aménagement	81	164
Autres	290	330
	2 482	2 410

15. BILLETS À PAYER

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2025		2024	
	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré
Canada ¹	584	3,9 %	308	4,7 %
États-Unis (449 \$ US en 2025; 55 \$ US en 2024)	616	4,1 %	79	4,7 %
	1 200		387	

1 Au 31 décembre 2025, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens d'un montant de 68 millions de dollars (néant en 2024) et des billets libellés en dollars US d'un montant de 348 millions de dollars US (214 millions de dollars US en 2024).

Au 31 décembre 2025, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés au Canada par TCPL et aux États-Unis par TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA ») et Columbia Pipelines Holdings Company (« CPHC »). Au 31 décembre 2024, l'encours de CPHC était de néant.

Au 31 décembre 2025, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 11,9 milliards de dollars (12,2 milliards de dollars en 2024). 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)					
Emprunteurs	Objet	Échéance	2025		2024
			Total des facilités	Capacité inutilisée ¹	Total des facilités
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogeables ²					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2030	3,0	2,9	3,0
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	1,0 US	0,8 US	1,0 US
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2028	2,5 US	2,3 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 2028	1,5 US	1,1 US	1,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue ²					
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	1,3	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 2025, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière.

3 Columbia Pipelines Holding Company 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 15 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (18 millions de dollars en 2024; 16 millions de dollars en 2023).

16. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Fournisseurs	3 263	3 699
Passifs réglementaires (note 12)	532	353
Juste valeur des instruments dérivés (note 27)	380	507
Entente d'affacturage (note 9)	351	—
Charges à payer liées au transport de gaz et aux échanges	158	118
Charges à payer liées aux émissions	91	101
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 9)	61	60
Passifs sur contrats (note 6)	46	30
Passifs d'impôts	38	143
Autres	354	286
	5 274	5 297

17. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 9)	370	451
Juste valeur des instruments dérivés (note 27)	149	209
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	119	108
Emprunt auprès d'une société liée (note 11)	111	—
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 26)	69	94
Autres	216	189
	1 034	1 051

18. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Canada	1 959	1 469	(194)
Pays étrangers	3 485	4 437	3 492
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 444	5 906	3 298

Charge d'impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Exigibles			
Canada – niveau fédéral	54	90	34
Canada – niveau provincial	5	71	40
Pays étrangers	308	334	790
	367	495	864
Reportés			
Canada – niveau fédéral	213	80	3
Canada – niveau provincial	139	56	3
Pays étrangers	419	291	(28)
	771	427	(22)
Charge d'impôts	1 138	922	842

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre	2025		2024		2023	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	5 444		5 906		3 298	
Taux d'imposition fédéral au Canada prévu par la loi	15 %		15 %		15 %	
Charge d'impôts prévue	817		886		495	
Éléments de rapprochement de l'impôt fédéral au Canada						
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(24)	(0,4 %)	(68)	(1,2 %)	(108)	(3,3 %)
(Gains) pertes en capital non imposables	(20)	(0,4 %)	12	0,2 %	113	3,4 %
Variation de la provision pour moins-value	—	—	3	0,1 %	114	3,5 %
Incidence des impôts transfrontaliers	(25)	(0,5 %)	(23)	(0,4 %)	(27)	(0,8 %)
Impôt provincial au Canada ¹	143	2,6 %	103	1,7 %	22	0,7 %
Éléments de rapprochement de l'impôt de pays étrangers						
États-Unis						
Différence de taux d'imposition	177	3,3 %	168	2,8 %	136	4,1 %
Impôt étatique et local, déduction faite de l'incidence au niveau fédéral	(28)	(0,5 %)	123	2,1 %	76	2,3 %
Bénéfice provenant des participations sans contrôle	(125)	(2,3 %)	(121)	(2,0 %)	(31)	(0,9 %)
Autres	(16)	(0,3 %)	(12)	(0,2 %)	(8)	(0,2 %)
Mexique						
Exposition au change au Mexique	213	3,9 %	(246)	(4,2 %)	163	4,9 %
Différence de taux d'imposition	57	1,0 %	234	4,0 %	94	2,9 %
Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(28)	(0,5 %)	(84)	(1,4 %)	(23)	(0,7 %)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(45)	(0,8 %)	(109)	(1,8 %)	(79)	(2,4 %)
Retenue d'impôts	41	0,8 %	35	0,6 %	12	0,4 %
Autres	8	0,1 %	2	—	2	0,1 %
Autres territoires à l'étranger	(2)	—	3	0,1 %	(91)	(2,8 %)
Autres ajustements	(5)	(0,1 %)	16	0,3 %	(18)	(0,5 %)
Charge d'impôts	1 138	20,9 %	922	15,7 %	842	25,7 %

1 L'impôt provincial au Canada est en grande partie attribuable à l'impôt provincial de l'Ontario.

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 728	1 987
Report prospectif d'intérêts refusés	100	115
Montants reportés réglementaires et autres	644	612
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	290	467
Autres	57	143
	2 819	3 324
Moins : provision pour moins-value	789	931
	2 030	2 393
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	6 792	6 488
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 478	1 280
Impôts sur les besoins en produits futurs	654	612
Instruments financiers	176	168
Autres	251	301
	9 351	8 849
Montant net des passifs d'impôts reportés	7 321	6 456

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à long terme (note 14)	356	428
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	7 677	6 884
Montant net des passifs d'impôts reportés	7 321	6 456

Le tableau qui suit présente le détail des reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux ainsi que de la provision pour moins-value :

au 31 décembre 2025				
(en millions de dollars canadiens)	Montants inutilisés	Actif d'impôts reporté	Provision pour moins-value	Années d'expiration
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux				
Pertes d'exploitation	5 838	1 302	—	2026-2045
Pertes d'exploitation au niveau fédéral et étatique à l'étranger	1 746	173	41	2026-2037
Pertes en capital	618	74	74	durée indéterminée
Impôt minimum	—	179	42	2033-durée indéterminée
		1 728	157	
Restriction des dépenses d'intérêts et de financement	424	100	—	durée indéterminée
Variations de change latentes sur la dette à long terme	—	290	290	
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	342	342	
			789	

TC Énergie a constaté une diminution de la provision pour moins-value au cours de l'exercice considéré découlant des variations de change latentes.

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 2 198 millions de dollars au 31 décembre 2025 (1 728 millions de dollars en 2024).

Versements (remboursements) d'impôts sur le bénéfice

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Territoires			
Canada – niveau fédéral	73	53	61
Canada – niveau provincial	17	6	(1)
États-Unis	368	302	692
Mexique	84	34	26
Autres territoires à l'étranger	1	(8)	13
	543	387	791

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)	2025	2024	2023
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	72	85	91
Augmentation brute – positions fiscales d'exercices antérieurs	2	3	9
Diminution brute – positions fiscales d'exercices antérieurs	(4)	(2)	(1)
Augmentation brute – positions fiscales de l'exercice à l'étude	18	5	16
Diminutions brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	—	(2)	—
Règlement	—	(13)	—
Caducité des délais de prescription	(5)	(4)	(30)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	83	72	85

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 2025 comprend un montant de 7 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (recouvrement d'intérêts de 1 million de dollars en 2024; intérêts débiteurs de 3 millions de dollars en 2023). Au 31 décembre 2025, la société avait constaté 26 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (19 millions de dollars en 2024; 20 millions de dollars en 2023). 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 2025, 2024 et 2023 et aucune pénalité n'était inscrite aux 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2017 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 2019 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral d'importance au Mexique a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2019 inclusivement.

19. DETTE À LONG TERME

aux 31 décembre		2025		2024	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	Encours	Taux d'intérêt ¹	Encours	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2026 à 2055	14 241	4,8 %	13 141	4,7 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (10 850 \$ US en 2025; 11 792 \$ US en 2024)	2028 à 2049	14 882	5,5 %	16 985	5,5 %
		29 123		30 126	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2026 à 2030	417	7,1 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2025 et 2024)	2026	45	7,5 %	47	7,5 %
		462		551	
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (6 500 \$ US en 2025 et 2024)	2030 à 2063	8 915	6,2 %	9 362	6,0 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 650 \$ US en 2025; 1 900 \$ US en 2024)	2026 à 2034	3 634	5,7 %	2 737	5,9 %
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 640 \$ US en 2025; 1 047 \$ US en 2024)	2026 à 2037	2 249	4,3 %	1 509	3,7 %
TC PIPELINES, LP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (500 \$ US en 2025; 850 \$ US en 2024)	2027	686	4,0 %	1 224	4,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (375 \$ US en 2025 et 2024)	2030 à 2035	514	4,4 %	540	4,4 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US. (205 \$ US en 2025; néant en 2024)	2028	281	5,0 %	—	—
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (83 \$ US en 2025; 104 \$ US en 2024)	2028 à 2030	114	7,6 %	150	7,6 %
		395		150	
TC ENERGIA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
Emprunt à terme de premier rang non garanti					
En dollars US (693 \$ US en 2025; 1 370 \$ US en 2024)	2028	950	6,3 %	1 973	7,2 %
		46 928		48 172	
Tranche à court terme de la dette à long terme		(1 545)		(2 955)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(251)		(252)	
Ajustements de la juste valeur ²		115		11	
		45 247		44 976	

- 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 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 93 millions de dollars (109 millions de dollars en 2024) afférent à l'acquisition de Columbia Pipeline Group Inc. Ces ajustements tiennent compte également d'une diminution de 17 millions de dollars (diminution de 139 millions de dollars en 2024) attribuable au risque de taux d'intérêt couvert ainsi que d'une augmentation de 39 millions de dollars (augmentation de 41 millions de dollars en 2024) attribuable au risque de taux d'intérêt lié aux couvertures abandonnées. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

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 2025 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					
	Novembre 2025	Billets à moyen terme	Novembre 2055	850	5,13 %
	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
	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
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2032	750 US	5,00 %
	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 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
	Octobre 2025	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2028	205 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2031	250 US	5,23 %
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2035	350 US	5,69 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %
	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 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	Janvier 2028	500 US	Variable

1 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. 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 2025 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	850 US	4,88 %
	Octobre 2025	Billets de premier rang non garantis	92 US	7,06 %
	Juillet 2025	Billets à moyen terme	750	3,30 %
	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 %
ANR PIPELINE COMPANY				
	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis	7 US	7,00 %
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	4,50 %
TC PIPELINES, LP				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %
TC ENERGIA MEXICANA, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates en 2025	Emprunt à terme de premier rang non garanti	677 US	Variable
	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. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Le 5 février 2026, TCPL a remboursé des billets à moyen terme d'un montant de 241 millions de dollars portant intérêt au taux fixe de 8,29 %.

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.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2025, 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)	2026	2027	2028	2029	2030
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 545	3 122	5 196	1 309	4 573

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023	
Intérêts sur la dette à long terme	2 537	2 800	2 562	
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	678	638	617	
Intérêts sur la dette à court terme	95	60	165	
Intérêts capitalisés	(10)	(191)	(187)	
Amortissement et autres charges financières ¹	107	158	106	
Gain à l'extinction de titres d'emprunt	—	(228)	—	
	3 407	3 237	3 263	
Intérêts attribués aux activités abandonnées (note 4)	—	(218)	(297)	
	3 407	3 019	2 966	

¹ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et des escomptes relatifs à la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les gains et 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 3 284 millions de dollars en 2025 (3 398 millions de dollars en 2024; 2 931 millions de dollars en 2023) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

20. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

aux 31 décembre	2025			2024	
	Date d'échéance	Encours	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours	Taux d'intérêt effectif ¹
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,88 % ^{2,3,4}	—	—	—	1 080	7,5 %
Billets d'un montant de 1 000 \$ émis en 2025, à 5,20 % ⁵	2056	1 000	5,3 %	—	—
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2025, à 7,00 % ⁶	2065	1 028	7,2 %	—	—
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ⁷	2067	1 372	6,0 %	1 440	6,2 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,13 % ^{3,4}	2076	1 646	7,6 %	1 729	8,0 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{3,4}	2077	2 057	6,7 %	2 161	7,2 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{3,4}	2077	1 500	5,6 %	1 500	6,8 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{3,4}	2079	1 509	7,3 %	1 584	7,7 %
Billets d'un montant de 500 \$ émis en 2021, à 4,45 % ^{3,8}	2081	500	4,5 %	500	5,7 %
Billets d'un montant de 800 \$ US émis en 2022, à 5,85 % ^{3,8}	2082	1 097	7,1 %	1 152	7,3 %
Billets d'un montant de 370 \$ US émis en 2025, à 6,25 %	2085	508	6,6 %	—	—
		12 217		11 146	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(123)		(98)	
		12 094		11 048	

- 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 En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075.
- 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 cinq premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement.
- 6 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les cinq premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans.
- 7 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 %, puis convertis en 2017 à un taux variable.
- 8 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs de TCPL.

En octobre 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 370 millions de dollars US échéant en 2085 qui portent intérêt à un taux fixe de 6,25 %. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à compter du 1^{er} novembre 2030 pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En août 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars échéant en 2056 qui portent intérêt à un taux fixe de 5,20 % par année jusqu'au 15 février 2031. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter de février 2031 jusqu'en février 2056 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 2,148 % par année, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 15 novembre 2030 et le 15 février 2031 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En février 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2065 qui portent intérêt à un taux fixe de 7,00 % par année jusqu'au 1^{er} juin 2030 qui sera ajusté à tous les cinq ans par la suite. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter de juin 2030 jusqu'en juin 2065 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 2,614 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 1^{er} mars 2030 et le 1^{er} juin 2030 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.

Selon les modalités des billets subordonnés de rang inférieur émis en 2025, TCPL a la possibilité de reporter le paiement des intérêts pour une ou plusieurs périodes pouvant aller jusqu'à dix ans sans que cela ne donne lieu à un cas de défaut ni ne permette le remboursement accéléré. Il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes pendant toute période de report.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075 et portant intérêt à 5,88 %. Les frais d'émission connexes de titres d'emprunt non amortis de 11 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats. La fiducie a utilisé la totalité du produit du remboursement pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation en mai 2025, conformément à leurs modalités.

21. (GAINS) PERTES DE CHANGE, MONTANT NET

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (note 27)	(352)	418	(401)
Autres	195	(271)	81
	(157)	147	(320)

22. 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 2025	Bénéfice (perte) attribuable aux participations sans contrôle			Participations sans contrôle	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2025	2024	2023	2025	2024
Columbia Gas et Columbia Gulf	40 % ¹	631	571	143	8 779	9 844
Portland Natural Gas Transmission System	Néant ¹	—	30	41	—	—
Parcs éoliens au Texas	100 % ^{1,2}	(38)	(29)	(38)	123	168
TGNH	13,01 % ¹	(18)	109	—	702	756
		575	681	146	9 604	10 768

¹ Se reporter à la note 29 « 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.

23. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2023	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
Exercice d'options	1 740	117
En circulation au 31 décembre 2025	1 040 835	30 218

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.

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

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») de la société, 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 31 juillet 2023, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie 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.

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)	2025	2024	2023
De base	1 040	1 038	1 030
Dilué	1 040	1 038	1 030

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré ¹	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2025	4 474	60,69 \$	
Exercice	(1 740)	59,34 \$	
Extinction/expiration	(373)	62,77 \$	
En cours au 31 décembre 2025	2 361	61,37 \$	2,8
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2025	1 898	63,22 \$	2,4

1 Le prix d'exercice des options sur actions de TC Énergie a été ajusté en 2024 de manière à tenir compte de la variation de la valeur des actions ordinaires de TC Énergie après la scission.

Au 31 décembre 2025, 3 994 688 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 :

exercice clos le 31 décembre	2023
Juste valeur moyenne pondérée	7,88 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,1
Taux d'intérêt	2,9 %
Volatilité ²	24 %
Rendement de l'action	6,3 %

1 La durée prévue est fonction des options qui ont été exercées par le passé.

2 La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 7 millions de dollars en 2025 (6 millions de dollars en 2024; 9 millions de dollars en 2023). Au 31 décembre 2025, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis étaient de 0,8 million de dollars et ils devraient être entièrement comptabilisés sur une période de 0,1 an.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	20	17	—
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	62	99	76
Total des actions aux droits acquis	0,8 million	1,5 million	1,5 million

Au 31 décembre 2025, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées et celle du total des options en cours étaient respectivement de 23 millions de dollars et de 34 millions de dollars (respectivement de 20 millions de dollars et de 34 millions de dollars en 2024).

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.

24. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2025	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		
							2025	2024	2023
(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	456	360
Série 2	3 576	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	31 décembre 2029	Série 1	83	83	179
Série 3	11 715	4,10 % ⁴	1,0255 \$	25,00 \$	30 juin 2030 ⁶	Série 4	289	246	246
Série 4	2 285	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	30 juin 2030 ⁶	Série 3	54	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	410	442
Série 10	1 297	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	30 octobre 2029	Série 9	32	32	—
Série 11	—	—	—	—	—	—	—	244	244
							2 255	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) ou 2,35 % (série 10)). 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) ou 2,35 % (série 9).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- Le taux fixe des dividendes a augmenté, passant de 1,69 % à 4,10 % pour les actions privilégiées de série 3 le 30 juin 2025 et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. 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 4,14 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 31 décembre 2025 au 31 mars 2026, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,50 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2025 au 31 mars 2026, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,97 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2025 au 30 janvier 2026, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 4,78 % pour les actions privilégiées de série 10 pour la période allant du 30 octobre 2025 au 30 janvier 2026, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- Ajusté au 2 juillet 2030 afin de tenir compte des jours ouvrables applicables.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel cumulatif à taux fixe ou variable, lorsqu'il sera déclaré 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 28 novembre 2025, TC Énergie a racheté la totalité des 10 millions d'actions privilégiées de série 11 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et a versé le dernier dividende trimestriel de 0,2094375 \$ par action privilégiée de série 11 pour la période allant jusqu'au 28 novembre 2025, exclusivement. La société a affecté le produit de l'émission de billets subordonnés de rang inférieur de 370 millions de dollars US, survenue en octobre 2025, au financement de ce rachat d'actions privilégiées. Avant le rachat des actions privilégiées de série 11, des actions privilégiées de série 12 pouvaient être émises à la conversion des actions privilégiées de série 11, sous réserve de certaines conditions, aux dates de conversion établies. Au moment de la conversion et de l'annulation des actions privilégiées de série 11, il n'y avait aucune action privilégiée de série 12 en circulation.

Le 30 juin 2025, 104 778 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 822 829 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

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.

25. 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 2025 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(970)	(8)	(978)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie (note 27)	(31)	9	(22)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	43	(12)	31
Gains actuariels (pertes actuarielles) latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	104	(25)	79
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	—	2
Autres éléments du résultat étendu	(851)	(36)	(887)

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) pertes 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 (note 27)	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) latents 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. Se reporter à la note 29 « 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) latents 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)

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 2023	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	(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 ⁴	(21)	—	—	—	(21)
Incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁵	(741)	—	—	—	(741)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2024	(402)	(16)	22	629	233
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(466)	(22)	79	3	(406)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ⁶	—	31	—	(1)	30
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(466)	9	79	2	(376)
Incidence des participations sans contrôle ²	348	—	—	—	348
Incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁵	542	—	—	—	542
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2025	22	(7)	101	631	747

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassement au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de pertes liées aux participations sans contrôle de 511 millions de dollars (gains de 903 millions de dollars en 2024; pertes de 366 millions de dollars en 2023).
- 2 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu et l'ajustement attribuables à la participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au moment de sa vente en octobre 2023. Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » et à la note 2 « Conventions comptables » pour un complément d'information.
- 3 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 en août 2024. Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 4 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de 13,01 % de la CFE dans TGNH. Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 5 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu et l'ajustement attribuables à la scission. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » et à la note 2 « Conventions comptables » pour un complément d'information.
- 6 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 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) au 31 décembre 2025. Ces estimations présumant 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.

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2025	2024	2023	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	19	32	(85)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Change	(50)	—	—	Intérêts débiteurs et gains (pertes) de change, montant net
Taux d'intérêt	(12)	(12)	(12)	Intérêts débiteurs
	(43)	20	(97)	Total avant impôts
	12	(4)	23	(Charge) recouvrement d'impôts
	(31)	16	(74)	Après impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	6	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ¹
	—	6	—	Total avant impôts
	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	6	—	Après impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice (perte) découlant des participations	3	19	22	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(2)	(4)	(6)	(Charge) recouvrement d'impôts
	1	15	16	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 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations (recouvrement). Se reporter à la note 26 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

26. 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. Les employés embauchés le 1^{er} janvier 2024 ou après cette date participeront au régime CD canadien.

Le 1^{er} janvier 2025, une modification a été apportée au régime APDR canadien afin qu'il ne soit 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 huit ans au 31 décembre 2025 (neuf ans en 2024; neuf ans en 2023).

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 11 ans au 31 décembre 2025 (12 ans en 2024; 12 ans en 2023). En 2025, la société a passé en charges un montant de 72 millions de dollars (71 millions de dollars en 2024; 64 millions de dollars en 2023) 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 précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow a obtenu l'approbation réglementaire. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, un montant de 105 millions de dollars a été transféré à South Bow. Au 31 décembre 2025, des actifs d'un montant de 17 millions de dollars dans le régime PD canadien étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie et ils ont été pris en compte au poste « Actif à court terme découlant des activités abandonnées ». Une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à court terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. La société s'attend à ce que les actifs résiduels soient transférés en totalité vers la mi-2026. 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)	2025	2024	2023
Régimes PD	—	—	28
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	8	9
Régimes d'épargne et CD	72	71	64
	80	79	101

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 2025 étaient de néant (111 millions de dollars en 2024; 244 millions de dollars en 2023).

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2025, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2026.

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	
	2025	2024	2025	2024
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 342	3 356	288	285
Coût des services rendus	101	108	1	1
Coût financier	162	160	15	14
Cotisations des employés	11	11	2	2
Prestations versées	(228)	(194)	(22)	(24)
(Gain actuariel) perte actuarielle ²	(80)	(39)	(26)	(5)
Transfert de l'obligation au titre des prestations - South Bow ³	—	(118)	—	(1)
Variations du taux de change	(35)	58	(9)	16
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 273	3 342	249	288
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 948	3 697	339	358
Rendement réel des actifs des régimes	390	485	22	17
Cotisations de l'employeur ^{4,5}	—	—	8	(41)
Cotisations des employés	11	11	2	2
Prestations versées	(228)	(194)	(22)	(25)
Transfert des actifs des régimes - South Bow ³	—	(119)	—	—
Variations du taux de change	(40)	68	(16)	28
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	4 081	3 948	333	339
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	808	606	84	51

- 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 L'augmentation inscrite au poste « (Gain actuariel) perte actuarielle » en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à l'augmentation du taux d'actualisation pondéré, qui est passé de 4,90 % en 2024 à 5,10 % en 2025, et à celle du taux de rendement. Le (gain actuariel) la perte actuarielle en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes APDR s'explique avant tout par des changements apportés aux hypothèses démographiques.
- 3 Reflète l'incidence de la scission des activités liées aux Pipelines de liquides le 1^{er} octobre 2024.
- 4 La société a abaissé de 111 millions de dollars (133 millions de dollars en 2024) les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien aux fins de capitalisation.
- 5 L'excédent de néant (49 millions de dollars en 2024) 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	
	2025	2024
Actifs du régime de TC Énergie à la juste valeur	4 081	3 948
Actifs du régime de South Bow détenus en fiducie ¹	17	110
Actifs des régimes à la juste valeur - à la fin de l'exercice	4 098	4 058

1 Se rapportent au transfert des actifs des régimes à South Bow. Le reliquat des actifs des régimes de retraite South Bow sera ajusté à la juste valeur à la date du transfert. Au 31 décembre 2025, un montant de 17 millions de dollars était pris en compte au poste « Autres actifs à court terme » au titre des activités abandonnées » (110 millions de dollars au poste « Autres actifs à long terme » au titre des activités abandonnées » 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 (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024
Autres actifs à long terme (note 14)	808	606	159	152
Créditeurs et autres	—	—	(6)	(7)
Autres passifs à long terme (note 17)	—	—	(69)	(94)
	808	606	84	51

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 (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024
Obligation au titre des prestations projetées ¹	—	—	(76)	(101)
Actifs des régimes à la juste valeur	—	—	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	—	—	(76)	(101)

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 (en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Obligation au titre des prestations constituées	(3 086)	(3 097)
Actifs des régimes à la juste valeur ¹	4 098	4 058
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	1 012	961

1 Comprennent un montant estimatif de 17 millions de dollars (110 millions de dollars en 2024) aux fins du transfert futur à South Bow. Le reliquat des actifs des régimes de South Bow sera ajusté à la juste valeur à 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 2025 et au 31 décembre 2024.

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
	2025	2024	2025
Titres à revenu fixe	45 %	37 %	30 % à 55 %
Titres de participation	40 %	49 %	20 % à 55 %
Autres placements	15 %	14 %	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	Pourcentage des actifs des régimes	
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Titres à revenu fixe	26	44
Titres de participation	2	3

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 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

aux 31 décembre	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	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Catégorie d'actifs ¹										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	130	138	—	—	—	—	130	138	3 %	3 %
Titres de participation :										
Canada	129	128	—	—	—	—	129	128	3 %	3 %
États-Unis	969	1 234	—	—	—	—	969	1 234	22 %	28 %
International	107	182	220	209	—	—	327	391	7 %	9 %
Mondial	—	—	104	100	—	—	104	100	2 %	2 %
Marchés émergents	33	66	132	150	—	—	165	216	4 %	5 %
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	16	55	—	—	16	55	—	1 %
Provincial	—	—	514	312	—	—	514	312	12 %	7 %
Municipal	—	—	19	14	—	—	19	14	—	—
Entreprises	—	—	483	323	—	—	483	323	11 %	7 %
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	147	151	260	255	—	—	407	406	9 %	9 %
Municipal	—	—	1	1	—	—	1	1	—	—
Entreprises	185	246	193	158	—	—	378	404	9 %	9 %
International :										
Gouvernements	3	4	19	17	—	—	22	21	1 %	1 %
Entreprises	—	—	96	66	—	—	96	66	2 %	2 %
Titres adossés à des créances immobilières	40	37	20	23	—	—	60	60	1 %	1 %
Contrats à terme nets	—	—	(184)	(201)	—	—	(184)	(201)	(4 %)	(4 %)
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	292	276	292	276	7 %	6 %
Infrastructure	—	—	—	—	315	282	315	282	7 %	7 %
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	55	32	55	32	1 %	1 %
Dépôts	130	138	—	—	—	—	130	138	3 %	3 %
Instruments dérivés	—	—	3	1	—	—	3	1	—	—
	1 873	2 324	1 896	1 483	662	590	4 431	4 397	100 %	100 %

1 Comprend un montant de 17 millions de dollars (110 millions de dollars en 2024) aux fins du transfert futur à South Bow.

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 2023	562
Achats et ventes	(15)
Gains (pertes) réalisés et latents	43
Solde au 31 décembre 2024	590
Achats et ventes	59
Gains (pertes) réalisés et latents	13
Solde au 31 décembre 2025	662

En 2026, les cotisations de la société au titre de la capitalisation des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite devraient être de 8 millions de dollars et celles au titre de la capitalisation des régimes d'épargne et régimes CD devraient se chiffrer à environ 76 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 2026.

Le tableau ci-dessous 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
2026	223	22
2027	224	22
2028	226	22
2029	228	21
2030	230	21
2031 à 2035	1 158	98

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 2025. 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	
	2025	2024	2025	2024
Taux d'actualisation	5,10 %	4,90 %	5,45 %	5,45 %
Taux de croissance de la rémunération	3,05 %	3,05 %	—	—

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		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Taux d'actualisation	4,90 %	4,75 %	5,15 %	5,45 %	5,15 %	5,45 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,75 %	6,60 %	6,45 %	4,75 %	4,50 %	4,50 %
Taux de croissance de la rémunération	3,05 %	3,15 %	3,25 %	—	—	—

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 6,70 % pour 2026. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,85 % d'ici 2036 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 (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Coût des services rendus ¹	101	108	93	1	1	3
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	162	160	158	15	14	16
Rendement prévu des actifs des régimes	(250)	(248)	(234)	(16)	(14)	(16)
Amortissement des coûts au titre des services passés	—	—	—	(2)	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	—	—	(2)	—
	(88)	(88)	(76)	(3)	(2)	—
Coût net des prestations constaté	13	20	17	(2)	(1)	3

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 (en millions de dollars canadiens)	2025		2024		2023	
	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
Perte nette (gain net)	(114)	(13)	(24)	—	71	6

Les montants avant impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre	2025		2024		2023	
	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	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(91)	(13)	(101)	(6)	33	(18)
	(91)	(13)	(95)	(6)	33	(18)

27. 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 au climat peuvent influencer sur la demande des actifs de TC Énergie ou leur exploitation, ce qui pourrait avoir des conséquences 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 au climat et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de son modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faibles risques 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. Les risques physiques et les risques de transition sont pris en compte dans le cadre de la planification du capital, de la gestion des risques d'entreprise, de la gestion des risques financiers et des activités d'exploitation. Par ailleurs, la société s'affaire activement à réduire l'intensité des émissions de méthane découlant de nos actifs de transport et de stockage de gaz naturel.

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 US 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 US 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 et à des swaps de devises et de taux d'intérêt 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	2025		2024	
	Juste valeur	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 ³	—	—	(11)	100 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 2025 et de 2024 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 à l'état consolidé des résultats.

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		
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2025	2024
Montant nominal	25 700 (18 700 US)	26 000 (18 000 US)
Juste valeur	25 800 (18 800 US)	25 700 (17 800 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 2025, la société a comptabilisé une charge afférente aux pertes sur créances attendues de 84 millions de dollars (recouvrement de 23 millions de dollars en 2024; recouvrement de 73 millions de dollars en 2023) relativement à l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 1 million de dollars (charge de 1 million de dollars en 2024; recouvrement de 10 millions de dollars en 2023) au titre des actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Au 31 décembre 2025, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 141 millions de dollars (59 millions de dollars en 2024) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service. La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie, calculée à l'aide de l'information publiée par un tiers.

Exception faite de la provision pour pertes sur créances susmentionnée, la société n'avait, aux 31 décembre 2025 et 2024, aucune perte sur créances importante. Aux 31 décembre 2025 et 2024, 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 sont disponibles, tout comme 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-dessous 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	2025		2024	
	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 19) ^{1,2}	(46 792)	(47 720)	(47 931)	(48 318)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 20)	(12 094)	(12 061)	(11 048)	(10 824)
	(58 886)	(59 781)	(58 979)	(59 142)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 4,0 milliards de dollars (4,0 milliards de dollars en 2024) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net (la perte nette) pour 2025 comprend des pertes latentes de 122 millions de dollars (gains latents de 128 millions de dollars en 2024) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié à la couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt.

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui étaient classés comme disponibles à la vente ainsi que sur les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement :

aux 31 décembre	2025		2024	
	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	—	94	—	33
Échéant entre 1 an et 5 ans	26	251	3	256
Échéant entre 5 et 10 ans	1 846	4	1 578	—
Échéant à plus de 10 ans	—	16	—	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 252	94	1 070	64
	3 124	459	2 651	353

- 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 et, en 2025, des fonds ont aussi été mis de côté pour payer les prestations de soins de santé de certains employés actifs.
- 2 Les actifs disponibles à la vente et les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement 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 Classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Classé au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

exercices clos les 31 décembre	2025		2024		2023	
	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)	167	(1)	218	9	179	13
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³	21	22	3	2	(28)	—

- 1 Les gains (pertes) réalisés et latents 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) réalisés et latents sur les autres placements restreints sont inscrits dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé des résultats.
- 3 Les gains (pertes) réalisés 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 latents sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établissait comme suit :

au 31 décembre 2025	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
(en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à court terme (note 7)				
Produits de base ²	13	—	371	384
Change	9	—	42	51
Taux d'intérêt	—	3	—	3
	22	3	413	438
Autres actifs à long terme (note 14)				
Produits de base ²	2	—	122	124
Change	—	—	15	15
Taux d'intérêt	—	22	—	22
	2	22	137	161
Total des actifs dérivés	24	25	550	599
Créditeurs et autres (note 16)				
Produits de base ²	(1)	—	(341)	(342)
Change	—	—	(30)	(30)
Taux d'intérêt	—	(8)	—	(8)
	(1)	(8)	(371)	(380)
Autres passifs à long terme (note 17)				
Produits de base ²	(1)	—	(61)	(62)
Change	(51)	—	(2)	(53)
Taux d'intérêt	—	(34)	—	(34)
	(52)	(34)	(63)	(149)
Total des passifs dérivés	(53)	(42)	(434)	(529)
Total des dérivés	(29)	(17)	116	70

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 2024					
(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 dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	18	—	—	287	305
Change	—	—	—	42	42
	18	—	—	329	347
Autres actifs à long terme (note 14)					
Produits de base ²	9	—	—	104	113
Change	—	—	—	9	9
	9	—	—	113	122
Total des actifs dérivés	27	—	—	442	469
Créditeurs et autres (note 16)					
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 17)					
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.

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 non 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		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur¹	
(en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		
	2025	2024	2025
Dette à long terme	(4 068)	(3 935)	(22)
			98

1 Au 31 décembre 2025, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes correspondaient à un passif de 39 millions de dollars (41 millions de dollars en 2024).

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 2025	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 221	26	—	—
Millions de dollars US	—	—	6 342	2 950
Millions de pesos mexicains	—	—	15 750	—
Dates d'échéance	2026-2044	2026-2032	2026-2030	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 2024	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), 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.

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)			

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹

Gains (pertes) latents au cours de l'exercice

Produits de base ²	25	(71)	132
Change (note 21)	210	(266)	246
Taux d'intérêt	—	(71)	—

Gains (pertes) réalisés de l'exercice

Produits de base	(10)	199	192
Change (note 21)	142	(152)	155
Taux d'Intérêt	8	29	—

Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice

Produits de base	24	33	(2)
Change	10	—	—
Taux d'intérêt	(30)	(52)	(43)

1 Les gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus à leur montant net dans les produits à l'état consolidé des résultats. Les gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus à leur montant net aux postes « (Gains) pertes de change, montant net » et « Intérêts débiteurs », respectivement, à l'état consolidé des résultats.

2 En 2025, des gains latents de 2 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 (gains latents de 6 millions de dollars en 2024; néant en 2023).

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 25) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant impôts s'établissaient comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, avant impôts)	2025	2024	2023
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	7	46	—
Change	(38)	—	—
	(31)	46	—

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)	2025	2024	2023
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(179)	(126)	(98)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(30)	(52)	(43)
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	19	32	(85)
Change ⁵	(50)	—	—
Taux d'intérêt ¹	(12)	(12)	(12)

1 Présentés au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats.

2 Se reporter à la note 25 « 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.

3 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

4 Présentés au poste « Produits – Énergie et solutions énergétiques » à l'état consolidé des résultats. En 2025, des gains latents de 2 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 (gains latents de 6 millions de dollars en 2024; néant en 2023).

5 Présenté aux postes « Intérêts débiteurs » et « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des activités ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation.

Les tableaux qui suivent illustrent l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 décembre 2025		Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base		508	(367)	141
Change		66	(48)	18
Taux d'intérêt		25	(5)	20
		599	(420)	179
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base		(404)	367	(37)
Change		(83)	48	(35)
Taux d'intérêt		(42)	5	(37)
		(529)	420	(109)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

au 31 décembre 2024		Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
(en millions de dollars canadiens)				
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.

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 93 millions de dollars et des lettres de crédit de 73 millions de dollars au 31 décembre 2025 (133 millions de dollars et 59 millions de dollars en 2024, respectivement). Au 31 décembre 2025, 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 102 millions de dollars (moins de 1 million de dollars et 75 millions de dollars en 2024, respectivement).

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 2025, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 5 millions de dollars (position nette créditrice de 10 millions de dollars en 2024), 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 2025, 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 2025				
(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	154	279	75	508
Change	—	66	—	66
Taux d'intérêt	—	25	—	25
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(151)	(252)	(1)	(404)
Change	—	(83)	—	(83)
Taux d'intérêt	—	(42)	—	(42)
	3	(7)	74	70

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

La société a conclu des contrats, qui ont débuté en 2025 et sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans, visant la vente de 50 MW d'électricité provenant 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 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.

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)	2025	2024
Solde au début de l'exercice	72	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)	21	54
Transferts vers le niveau 2	(4)	29
Achats	(1)	—
Règlements	(14)	—
Solde à la fin de l'exercice¹	74	72

1 Les produits comprennent des gains latents de 21 millions de dollars attribuables à des instruments dérivés de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2025 (gains latents de 54 millions de dollars en 2024).

28. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre	2025 ¹	2024 ¹	2023 ¹
(en millions de dollars canadiens)			
(Augmentation) diminution des débiteurs	(332)	(13)	(394)
(Augmentation) diminution des stocks	(55)	(16)	(56)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(159)	(97)	618
Augmentation (diminution) des créiteurs et autres	13	365	(206)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	30	(40)	245
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(503)	199	207

1 Comprend les activités poursuivies et abandonnées.

29. 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) ».

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 cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

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.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a comptabilisé un ajustement hors période d'un montant de 348 millions de dollars afin de reclasser une tranche proportionnelle de ses pertes liées aux couvertures de l'investissement net ayant été inscrites dans le cumul des autres éléments du résultat étendu vers les participations sans contrôle par suite de la vente d'une participation de 40 % de Columbia Gas et Columbia Gulf le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » pour un complément d'information.

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 le cumul des 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.

30. 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 340 millions de dollars en 2025 (347 millions de dollars en 2024; 335 millions de dollars en 2023).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire de durées allant jusqu'à 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2025, 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 2025, TC Énergie avait des engagements au titre des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,8 milliard de dollars, soit principalement 0,6 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.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2025, la société avait constaté quelque 6 millions de dollars (8 millions de dollars en 2024) 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.

Les éventualités indiquées ci-dessous ont été réglées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2018, des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») ont intenté un recours collectif relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (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. La part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts a été estimée à 350 millions de dollars US, majorés des intérêts postérieurs à la décision. TC Énergie a fait appel de la décision auprès de la Cour suprême du Delaware et, le 17 juin 2025, la Cour suprême a rendu une décision qui a renversé le verdict de responsabilité du tribunal à l'encontre de TC Énergie. Le 10 juillet 2025, le tribunal a entériné la décision définitive, invalidant son jugement précédent et rejetant les demandes des plaignants à l'encontre de TC Énergie. Par conséquent, l'affaire s'est conclue en faveur de TC Énergie, sans obligations. Il n'existe aucun autre droit de faire appel.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd., l'un de ses principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, ainsi que sa société-mère, Bonatti S.p.A., sont parvenues à une solution satisfaisante pour toutes les parties dans les litiges qui les opposent. Le règlement ne constitue pas un aveu de responsabilité par l'une ou l'autre des parties. D'un commun accord, elles ont renoncé à leurs demandes d'arbitrage respectives. Les détails concernant l'arbitrage et le règlement sont confidentiels, mais ils incluent la conservation, par Coastal GasLink LP, des fonds prélevés sur la lettre de crédit en 2024. Le règlement n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers de TC Énergie.

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

Coastal GasLink LP et la coentreprise Macro Spiecapag Coastal Gaslink Joint Venture (« MSJV ») sont parvenues à une solution satisfaisante pour toutes les parties dans les litiges qui les opposent. Le règlement ne constitue pas un aveu de responsabilité par l'une ou l'autre des parties. D'un commun accord, elles ont renoncé à leurs demandes d'arbitrage respectives. Les détails concernant l'arbitrage et le règlement sont confidentiels et le règlement n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers de TC Énergie.

Garanties

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garanti la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. Ces ententes sont assorties d'une garantie et d'une lettre de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel.

TC Énergie et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement 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'établissaient comme suit :

aux 31 décembre		2025		2024	
(en millions de dollars canadiens)	Échéance	Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	78	—	93	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2032	54	1	59	1
		220	1	240	1

1 Quote-part de TC Énergie à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

31. 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)	2025	2024
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	167	311
Débiteurs	989	839
Stocks	211	205
Autres actifs à court terme	65	121
	1 432	1 476
Immobilisations corporelles	49 445	49 904
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	979	865
Placements restreints	1 150	950
Actifs réglementaires	109	53
Écart d'acquisition	456	479
Autres actifs à long terme	93	59
	53 664	53 786
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	535	—
Créditeurs et autres	1 703	1 866
Intérêts courus	216	202
Tranche à court terme de la dette à long terme	575	2 062
	3 029	4 130
Passifs réglementaires	1 458	1 232
Autres passifs à long terme	51	70
Passifs d'impôts reportés	7	7
Dette à long terme	13 904	12 387
	18 449	17 826

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'établissaient comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	7 780	7 043
Coastal GasLink	896	1 006
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation	158	160
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 955	1 877
Coastal GasLink ²	200	265
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	2
Risque maximal de perte	10 989	10 353

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 octobre 2025, TC Énergie a effectué des apports en capitaux propres supplémentaires de 65 millions de dollars à Coastal GasLink LP, ce qui a réduit à 163 millions de dollars l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné. 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.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES ACTIONNAIRES

TC Énergie est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs.

Communiquez avec :

Relations avec les investisseurs

Téléphone : **1-403-920-7911**

Sans frais : **1-800-361-6522**

Courriel : **investor_relations@tcenergy.com**

Site Web : **TCÉnergie.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 7 : TRP.PR.D

Série 9 : TRP.PR.E

Série 10 : TRP.PR.L

COMMUNIQUEZ AVEC NOUS

Facebook :

@TCEnergyCorporation

Instagram :

@TCEnergy

LinkedIn :

@TC Energy

X :

@TCEnergy

AGENT DES TRANSFERTS

Services aux investisseurs Computershare Inc.

100 University Avenue, 8th Floor Toronto (Ontario)

Canada M5J 2Y1

Téléphone : **1-514-982-7959**

Sans frais : **1-800-340-5024**

Télécopieur : **1-888-453-0330**

Courriel : **tcenergy@computershare.com**

SIÈGE SOCIAL DE LA SOCIÉTÉ

Corporation TC Énergie

450 – 1st Street S.W. Calgary (Alberta)

Canada, T2P 5H1



Visitez notre site Web pour plus
d'information :
TCÉnergie.com

Consultez notre rapport annuel en ligne :
TCÉnergie.com/RapportAnnuel

Imprimé au Canada
Février 2026