

Rapport de gestion

Le 13 février 2025

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le rapport de gestion doit par ailleurs être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2024, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	10
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	13
• Nos entreprises essentielles	14
• Notre stratégie	16
• Points saillants des résultats financiers de 2024	20
• Mesures non conformes aux PCGR	25
• Mesures financières supplémentaires	32
• Perspectives	33
• Programme d'investissement	34
ENTREPRISE DE GAZODUCS	38
GAZODUCS – CANADA	48
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	54
GAZODUCS – MEXIQUE	59
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	64
SIÈGE SOCIAL	76
INCIDENCE DU CHANGE	84
SITUATION FINANCIÈRE	86
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	100
• Mesures non conformes aux PCGR	102
AUTRES RENSEIGNEMENTS	108
• Surveillance des risques et gestion des risques d'entreprise	108
• Contrôles et procédures	127
• Estimations comptables critiques	128
• Instruments financiers	129
• Transactions avec des parties liées	131
• Modifications comptables	131
• Résultats trimestriels	132
GLOSSAIRE	148

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TC Énergie » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à Corporation TC Énergie et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 148. Tous les renseignements sont en date du 13 février 2025 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Le 27 juillet 2023, TC Énergie a annoncé son intention de se scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. Les actionnaires de TC Énergie ont voté en faveur de la scission en juin 2024 et, le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a mené à terme la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission »), qui sont devenues une nouvelle société ouverte appelée South Bow Corporation (« South Bow »). Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Afin de permettre une comparaison qui ait un sens, les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, les activités abandonnées tiennent compte des résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois, comparativement à un exercice complet de résultats du secteur Pipelines de liquides en 2023 et 2022. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons tirer des acquisitions et des cessions, y compris la scission;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques, y compris le projet Focus, et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises 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.

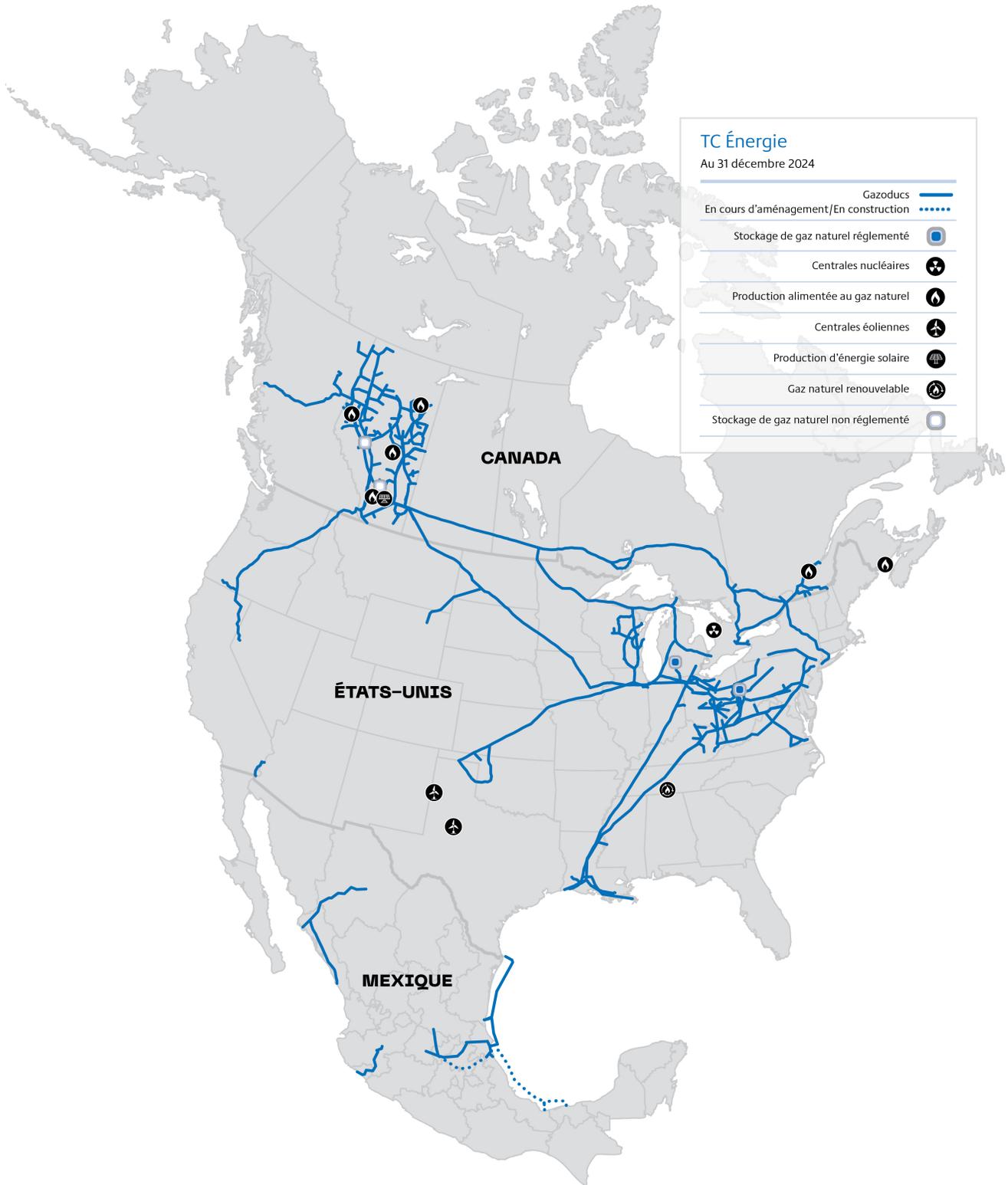
Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où 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 100 pour un complément d'information.

Exercice en un coup d'œil

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

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

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

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

exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

2024**2023****BAIIA comparable découlant des activités poursuivies par secteurs^{1, 2}**

Gazoducs – Canada	3 388	3 335
Gazoducs – États-Unis	4 511	4 385
Gazoducs – Mexique	999	805
Énergie et solutions énergétiques	1 214	1 020
Siège social	(63)	(73)
	10 049	9 472

1 Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR qui n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui, par conséquent, pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) est la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour consulter un rapprochement du BAIIA comparable ainsi qu'à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la société » pour un complément d'information.

2 Exclut le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées de 1 145 millions de dollars et de 1 516 millions de dollars pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, respectivement, ce qui représente les résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023. Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information sur le rapprochement du bénéfice sectoriel et du BAIIA comparable.

NOTRE STRATÉGIE

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

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

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

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

- le gaz naturel continuera de jouer un rôle de première importance dans l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord et contribuera à la réduction des émissions de GES dans le monde;
- les besoins en sources d'énergie fiables et à la demande continueront de s'accroître;
- les actifs énergétiques deviendront de plus en plus précieux dans un monde où la demande d'énergie augmente et où le développement de nouvelles infrastructures pose des défis.

Ventilation du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies¹

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

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

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

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

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

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

Éléments clés de notre stratégie

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

- Le fondement même de notre entreprise demeure la sécurité et la fiabilité de notre exploitation en maximisant la capacité de nos actifs et en maintenant l'intégrité de nos infrastructures, tout en réduisant de notre empreinte environnementale.
- Notre vaste réseau de gazoducs relie les bassins d'approvisionnement à faible coût et de longue durée aux principaux marchés de l'Amérique du Nord et aux marchés d'exportation, ce qui devrait permettre de générer des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Nos actifs de production d'électricité et de stockage non réglementés sont pour la plupart visés par des contrats à long terme qui nous procurent des flux de trésorerie et des revenus stables.
- Nous cherchons continuellement à accroître et à préserver la valeur de chacun de nos actifs au moyen de leviers opérationnels, commerciaux et autres, tout en apportant des améliorations aux produits, comme la création d'une capacité supplémentaire dans nos réseaux et la mise à profit des activités de commercialisation.

Réaliser des projets de croissance choisis

- La sécurité, le caractère réalisable, la rentabilité et la fiabilité sous-tendent chacun de nos investissements.
- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme, qui reposent la plupart sur des ententes à long terme ou une tarification réglementée. Nous prévoyons que ces investissements contribueront à accroître les résultats et les flux de trésorerie lorsque les actifs seront mis en service.
- Nous sommes d'avis que nos positions établies dans les régions où la demande de gaz naturel et d'électricité augmente devraient nous offrir un apport constant d'occasions de croissance.
- Nous nous efforçons d'aménager des projets et de gérer les risques liés à la construction en suivant une approche rigoureuse qui favorise la maximisation de l'efficacité des investissements et du rendement pour nos actionnaires.
- Nous cherchons à gérer rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage d'un projet.
- Nous puisons dans notre expérience ainsi que dans notre expertise en matière de politiques, de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation dans le cadre des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinaires et autres infrastructures énergétiques.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables, que la technologie soit éprouvée et que les risques et les rendements inhérents soient connus et acceptables avant d'entreprendre certains projets, notamment les initiatives de croissance à plus faibles émissions de carbone dans de nouveaux sous-secteurs pour lesquels nous sommes susceptibles d'occuper une forte position concurrentielle.

Assurer la solidité et la souplesse financières

- La répartition disciplinée du capital nous permet de maximiser la valeur des actifs à court, moyen et long termes tout en protégeant notre réseau d'actifs et en le faisant croître. Nous cherchons à répartir le capital de manière à améliorer la compétitivité des coûts et le rendement de notre portefeuille, tout en prolongeant la durée de vie de nos actifs.
- Notre processus de répartition du capital est conçu de manière à nous assurer que nous respectons la cible annuelle de dépenses d'investissement nettes, tout en maximisant les rendements attendus des projets que nous approuvons.
- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel, qui protègent et développent nos activités, qui accroissent la résilience future dans un contexte de transformation des sources d'énergie et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants qui cadrent avec nos préférences en matière de risque.
- Nous surveillons les tendances de l'offre et de la demande propres au secteur de l'énergie et nous analysons la performance de notre portefeuille dans divers scénarios d'évolution des sources d'énergie. Cela nous aide à repérer les occasions que nous estimons susceptibles de soutenir notre résilience, de renforcer nos actifs ou d'accroître la diversification de notre portefeuille.
- Nous croyons que notre portefeuille diversifié et de grande qualité d'infrastructures énergétiques génère des flux de trésorerie prévisibles et à faibles risques et qu'il nous place dans une position avantageuse pour réussir face à divers scénarios de transition énergétique tout au long des cycles économiques.
- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales en sécurité, en excellence opérationnelle, en création d'occasions d'investissement, en réalisation de projets, en relations avec les parties prenantes et en durabilité, pour nous assurer de dégager de la valeur pour les actionnaires.

Comment nous exerçons nos activités

Les besoins en solutions énergétiques sécuritaires, fiables, sûres et abordables gagnent en importance. Notre solide position concurrentielle nous vient de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques, d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et d'un modèle éprouvé de répartition du capital. Nous ne perdons jamais de vue notre raison d'être, qui consiste à connecter le monde à l'énergie dont il a besoin. Nous y parviendrons grâce aux orientations suivantes.

- **Gouvernance et leadership forts** – Notre approche de l'éthique des affaires, de la gestion des risques d'entreprise, du comportement à l'égard de nos concurrents, de nos compétences en exploitation et en élaboration de stratégies et du soutien financier, juridique et réglementaire et de nos relations avec les parties prenantes commerciales obéit à des règles de gouvernance strictes.
- **Portefeuille de grande qualité** – Notre vaste empreinte dans un secteur qui présente d'importantes barrières à l'entrée constitue l'avantage stratégique qui sous-tend notre vision. Notre portefeuille d'actifs à faible risque nous procure l'envergure nécessaire pour assurer des services d'infrastructures essentiels et extrêmement compétitifs ainsi que maximiser la valeur de nos investissements à toutes les étapes du cycle économique. Non seulement nos plateformes permettent-elles de diversifier le portefeuille, mais elles positionnent également TC Énergie à titre de leader dans le secteur des infrastructures énergétiques. La synergie que permet notre envergure favorise le transport des molécules et des électrons, ce qui nous procure la souplesse nécessaire en vue de consacrer des capitaux à l'adoption du gaz naturel, de l'électrification ou d'autres technologies émergentes à plus faibles émissions de carbone qui sont complémentaires à nos activités principales.
- **Discipline rigoureuse** – Notre personnel possède un niveau élevé de compétences en conception, en construction et en exploitation d'infrastructures énergétiques. Nos employés font de la sécurité et de l'excellence opérationnelle une priorité; leur engagement envers la protection de l'environnement dans les collectivités que nous desservons est en phase avec le contexte actuel et pourra s'adapter à l'évolution du secteur de l'énergie.
- **Position financière** – Notre performance financière est solide et constante, tout comme notre stabilité et notre rentabilité à long terme ainsi que notre démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux. Nous sommes à même d'accéder à des capitaux à des coûts raisonnables pour financer nos nouveaux investissements tout en préservant la souplesse financière nécessaire à nos activités dans toutes les conditions de marché, ce qui comprend la gestion de notre portefeuille. Nous cherchons à générer des dividendes tout en assurant la progression du cours de l'action.
- **Capacité d'adaptation démontrée** – Nous avons maintes fois fait la preuve de notre capacité à transformer les changements politiques ou technologiques en occasions. C'est ainsi que nous sommes par exemple revenus sur le marché mexicain lorsque le pays a délaissé les carburants fossiles pour adopter le gaz naturel, que nous avons inversé le sens d'écoulement de nos pipelines devant la révolution que représentait le gaz de schiste, que nous avons installé des postes de compression électrique ou remplacé des postes de compression à gaz par l'électrification, ou les deux, et que nous évaluons actuellement l'aménagement d'installations de stockage d'énergie propre et adaptable dans le réseau de distribution d'électricité.
- **Engagement envers la durabilité** – Nous nous efforçons d'interagir avec l'environnement, les associations autochtones, les communautés et les propriétaires fonciers dans une visée à long terme. Nous veillons à la transparence dans nos communications relatives à la durabilité avec tous les ayants droit et les parties prenantes et nous publions annuellement l'intensité de nos émissions de GES dans notre Rapport sur la durabilité. Nous continuons de miser sur nos engagements envers la durabilité, lesquels représentent les intérêts de notre entreprise, des ayants droit autochtones et des parties prenantes, ce qui nous positionne de manière à assurer notre succès à long terme. Nous nous sommes engagés à jouer un rôle dans l'effort collectif consistant à promouvoir un système énergétique à plus faibles émissions et nous prévoyons déposer, en 2025, une mise à jour de notre cible intermédiaire visant la réduction des émissions de GES qui reflétera l'incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides ainsi que l'utilisation accrue prévue dans l'ensemble de nos réseaux. Nous continuons à mettre l'accent sur la réalisation de notre objectif à long terme de nous positionner de manière à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 et nous reconnaissons que pour atteindre cet objectif, il est impératif d'accélérer les changements en matière de politiques énergétiques et de réglementation au niveau mondial et de soutenir les nouvelles technologies. Nous continuons de miser sur nos neuf engagements envers la durabilité ainsi que sur les mesures et les cibles s'y rapportant, afin de nous assurer que notre société sera en bonne position pour connaître du succès à long terme.

- **Communications franches** – Nous entretenons avec soin nos relations avec nos clients, nos fournisseurs, les organismes de réglementation et les autres parties prenantes, et nous veillons à communiquer clairement et en toute franchise avec nos investisseurs afin d’obtenir leur confiance et leur soutien.
- **Culture et personnel** – Notre personnel est notre actif le plus important et il incarne nos valeurs que sont la sécurité, la responsabilité personnelle, le travail d’équipe et l’apprentissage actif. Ces valeurs façonnent ainsi notre façon de faire des affaires et, par conséquent, le respect de nos engagements.

Nos préférences en matière de risque

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

- **Maintenir notre vigueur et notre souplesse financières** – Financer les nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d’emprunt actuelle, à des partenariats et à la gestion de notre portefeuille.
- **Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables** – Choisir des investissements dont le risque d’exécution est connu, acceptable et gérable et qui tiennent compte des préférences de nos parties prenantes, de nos accords de partenariat, du capital humain et des contraintes de capacité.
- **Détenir des entreprises soutenues par des facteurs fondamentaux et des politiques solides** – Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides facteurs fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par des politiques et une réglementation favorables ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.
- **Gérer nos emprunts de sorte que notre cote de crédit soit toujours parmi les meilleures du secteur** – Maintenir une cote de crédit saine et de qualité supérieure constitue un important avantage concurrentiel, et TC Énergie s’efforcera de faire en sorte que son profil de crédit demeure parmi les meilleurs de son secteur tout en protégeant les intérêts de ses actionnaires et de ses investisseurs à revenu fixe.
- **Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties** – Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2024

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

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

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023¹	2022¹
Bénéfice			
Produits	13 771	13 267	12 309
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641
découlant des activités poursuivies	4 199	2 217	8
découlant des activités abandonnées ²	395	612	633
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	4,43 \$	2,75 \$	0,64 \$
découlant des activités poursuivies	4,05 \$	2,15 \$	0,01 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,38 \$	0,60 \$	0,63 \$
BAIIA comparable ³	11 194	10 988	9 901
découlant des activités poursuivies	10 049	9 472	8 483
découlant des activités abandonnées ²	1 145	1 516	1 418
Résultat comparable ³	4 430	4 652	4 279
découlant des activités poursuivies	3 865	3 896	3 618
découlant des activités abandonnées ²	565	756	661
Résultat comparable par action ordinaire ³	4,27 \$	4,52 \$	4,30 \$
découlant des activités poursuivies	3,73 \$	3,78 \$	3,64 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,54 \$	0,74 \$	0,66 \$

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

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

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

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

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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

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

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

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

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

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

2 Pour l'exercice clos.

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

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023¹	2022¹
Gazoducs – Canada	2 016	(90)	(1 440)
Gazoducs – États-Unis	4 053	3 531	2 617
Gazoducs – Mexique	929	796	491
Énergie et solutions énergétiques	1 102	1 004	833
Siège social	(136)	(144)	(51)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	7 964	5 097	2 450
Intérêts débiteurs	(3 019)	(2 966)	(2 300)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	784	575	369
Gains (pertes) de change, montant net	(147)	320	(185)
Intérêts créditeurs et autres	324	272	140
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	5 906	3 298	474
(Charge) recouvrement d'impôts lié aux activités poursuivies	(922)	(842)	(322)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 984	2 456	152
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts²	395	612	633
Bénéfice net (perte nette)	5 379	3 068	785
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(681)	(146)	(37)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	4 698	2 922	748
Dividendes sur les actions privilégiées	(104)	(93)	(107)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	4,43 \$	2,75 \$	0,64 \$
découlant des activités poursuivies	4,05 \$	2,15 \$	0,01 \$
découlant des activités abandonnées ²	0,38 \$	0,60 \$	0,63 \$

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

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023¹	2022¹
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires			
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	4 984	2 456	152
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(681)	(146)	(37)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	4 303	2 310	115
Dividendes sur les actions privilégiées	(104)	(93)	(107)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	4 199	2 217	8
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts ²	395	612	633
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	4 594	2 829	641

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

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

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

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

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 7,7 milliards de dollars en 2024, soit 6 % de plus qu'en 2023, en raison principalement de l'augmentation des fonds découlant des activités poursuivies ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur. Les fonds provenant de l'exploitation comparables de 7,9 milliards de dollars en 2024 ont reculé de 1 % en regard de ceux de 2023, en raison principalement de la baisse du résultat comparable, contrebalancée en partie par l'accroissement des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

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

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

En 2024 et en 2023, nous avons investi 7,9 milliards de dollars et 12,3 milliards de dollars, respectivement, en projets d'investissement pour préserver et optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2024 et de 2023 comprenait des apports de 1,5 milliard de dollars (déduction faite des distributions) et de 4,1 milliards de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement en faveur de Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») et de Bruce Power.

Produit de la vente d'actifs

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

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

En 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva Enterprises, pour un produit brut de 33 millions de dollars (25 millions de dollars US). Aux termes de la scission réalisée le 1^{er} octobre 2024, notre participation restante dans Port Neches Link LLC a été transférée à South Bow.

Acquisitions

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

Bilan

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

Dividendes

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

Le 14 février 2025, nous avons annoncé un dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de 0,85 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2025, ce qui représente une hausse de 3,3 % par rapport à l'affectation proportionnelle du dividende à TC Énergie après la scission. Cela correspond à un dividende annuel de 3,40 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 25^e exercice d'affilée au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, en phase avec notre objectif de faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans une fourchette de 3 % à 5 %.

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

En vertu du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

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

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Actions ordinaires	3 953	2 787	3 192
Actions privilégiées	99	92	106

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites dans le tableau plus bas. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Ces mesures sont examinées régulièrement par notre président et chef de la direction, par la direction et par le conseil d'administration afin d'évaluer notre performance et de prendre des décisions concernant les activités courantes de notre entreprise ainsi que sa capacité à générer des flux de trésorerie. Certaines ou la totalité de ces mesures peuvent également être utilisées par les investisseurs et d'autres utilisateurs externes de nos états financiers à titre de mesures supplémentaires pour obtenir des informations utiles à la prise de décisions concernant notre performance d'une période à l'autre et notre capacité à générer des bénéfices qui sont essentiels à nos activités courantes. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (« BAIIA comparable ») et sur le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (« BAII comparable ») concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice sectoriel, sauf indication contraire.

Mesures comparables

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

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

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

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

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

BAlIA comparable et BAlI comparable

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les entrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées à la note 29 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2024. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Nous croyons que les fonds provenant de l'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation comparable sont des mesures utiles pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de notre entreprise à générer des entrées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les entrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des (gains) pertes de change, les intérêts créditeurs et autres, la charge (le recouvrement) d'impôts, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées inscrits à notre état consolidé des résultats, après ajustement en fonction de postes particuliers. Nous utilisons le résultat comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Se reporter à la page 28 et à la rubrique « Activités abandonnées » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire pour les activités poursuivies et les activités abandonnées.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire - activités poursuivies

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

2024

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

2023

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

2022

- une charge de dépréciation avant impôts de 3,0 milliards de dollars (2,6 milliards de dollars après impôts) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition avant impôts de 571 millions de dollars (531 millions de dollars après impôts) au titre de Great Lakes;
- une charge de 196 millions de dollars au titre du règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique;
- une provision pour pertes sur créances attendues avant impôts de 163 millions de dollars (114 millions de dollars après impôts) au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

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

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

- 1 Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de ne refléter que les activités poursuivies.
- 2 En octobre 2024, TCPL a entrepris et achevé nos offres publiques d'achat en trésorerie visant l'achat et l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme à un escompte moyen pondéré de 7,73 %. De plus, nous avons remboursé les billets remboursables sur demande en circulation à leur valeur nominale. Ces extinctions de dettes ont donné lieu à un gain net avant impôts de 228 millions de dollars, principalement en raison des escomptes de juste valeur et des frais d'émission de titres d'emprunt non amortis. Le gain net à l'extinction de titres d'emprunt a été comptabilisé au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.
- 3 En 2023, TCPL et TGNH sont devenues parties à une facilité de crédit renouvelable non garantie. Le prêt et l'emprunt sont éliminés lors de la consolidation. Toutefois, en raison des différences de monnaies dans lesquelles chaque entité présente ses résultats financiers, le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion du prêt et de l'emprunt dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que ces montants ne reflètent pas de façon juste les montants qui seront réalisés au règlement, nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt ainsi que les gains et les pertes de change latents correspondants sur l'emprunt, déduction faite des participations sans contrôle.
- 4 En 2022, TGNH et la CFE ont conclu des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé. Comme l'exigent les PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui fluctuera d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des hypothèses économiques et de l'information prospective. Cette provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, et nous avons donc exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2024 pour obtenir des précisions.
- 5 En 2022, nous avons lancé le projet Focus, qui comporte des avantages sous forme de gains de sécurité, de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir. À compter de 2023, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles se rapportaient à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions à ce sujet.

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

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

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités poursuivies

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

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

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

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison de 2024 et de 2023

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

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

Comparaison de 2023 et de 2022

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

- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs - Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL ainsi qu'au bénéfice à la hausse découlant de Coastal GasLink afférent à la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars sous réserve de l'atteinte de certains jalons;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable aux apports à la hausse tirés de Bruce Power du fait d'un prix contractuel plus élevé, d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la charge d'amortissement moindre, contrebalancés en partie par l'intensification des activités d'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs - États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, à une augmentation nette du résultat d'ANR suivant une hausse des tarifs de transport prenant effet en août 2022 et aux marges réalisées plus élevées de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts d'exploitation par suite de l'utilisation accrue du réseau et le repli des prix des produits de base pour notre entreprise d'exploitation des minéraux;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs - Mexique, principalement attribuable à certains tronçons des gazoducs Villa de Reyes et Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu aux troisièmes trimestres de 2022 et de 2023, respectivement, ce qui a été contré en partie par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison surtout de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation des intérêts débiteurs;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 84, le BAIIA comparable tiré des activités poursuivies libellé en dollars US a augmenté de 100 millions de dollars US par rapport à celui de 2022, et a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,35 en 2023, contre 1,30 en 2022. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

Résultat comparable découlant des activités poursuivies

Comparaison de 2024 et de 2023

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

- les variations du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US en 2024 en regard de 2023, à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme en 2024 et à l'incidence des intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées pour une période de neuf mois en 2024 comparativement à un exercice complet en 2023;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable aux dépenses visant le projet de gazoduc Southeast Gateway, contrebalancées en partie par les projets mis en service et l'arrêt de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative à Tula au quatrième trimestre de 2023;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique et le bénéfice libellé en dollars US, ainsi que la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme et à la diminution des provisions liées aux assurances;
- la charge d'impôts moindre attribuable à l'exposition au change au Mexique et à la baisse du résultat comparable imposable, facteurs contrés en partie par la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et par la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en raison surtout de l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et dans Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024.

Comparaison de 2023 et de 2022

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

- les variations du BAIIA comparable tiré des activités poursuivies décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets ainsi que de l'acquisition des parcs éoliens au Texas, facteurs en partie contrebalancés par la cessation de l'inscription d'une charge d'amortissement liée aux actifs de TGNH au Mexique, qui sont comptabilisés à titre de contrats de location;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US en 2023 par rapport à 2022 et à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à long terme;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avant tout attribuable au projet de gazoduc Southeast Gateway et à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction, ce qui a été contrebalancé en partie par les projets mis en service;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique et le bénéfice libellé en dollars US, ainsi que la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à la hausse du résultat comparable imposable, à l'exposition au change au Mexique et à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrés en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et des ajustements liés à l'inflation au Mexique;

- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement attribuable à l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf et à l'acquisition de parcs éoliens au Texas.

Le résultat comparable par action ordinaire reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

MESURES FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

Dépenses en immobilisations nettes

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

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

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable - activités poursuivies

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

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

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

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

Dépenses en immobilisations consolidées

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

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

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses en immobilisations prévus de 2025.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 25 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

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

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

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

Projets garantis

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

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

1 Notre quote-part des capitaux propres engagés pour financer le coût estimé du projet Coastal GasLink - Cedar Link se chiffre à 37 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour un complément d'information.

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

3 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions en suspens relatives aux parties prenantes. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour un complément d'information.

4 Coûts estimatifs des projets conformément aux dispositions prévues dans les contrats en 2022 selon l'alliance stratégique de TGNH avec la CFE. Nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future et d'une révision des coûts estimés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.

5 Reflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à nos actifs des secteurs Énergie et solutions énergétiques et Siège social.

7 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,44 au 31 décembre 2024.

Projets en cours d'aménagement

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes nos unités d'exploitation. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. De nouvelles occasions de croissance seront envisagées par l'entremise de notre cadre rigoureux de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces nouvelles possibilités progresseront et atteindront les jalons requis, elles seront présentées dans le tableau des projets garantis.

Gazoducs – Canada

Nous continuons de nous consacrer à l'optimisation de l'utilisation et de la valeur de nos gazoducs actuels, notamment par l'expansion approuvée dans les corridors déjà exploités, la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, le raccordement des sources d'approvisionnement en gaz en pleine croissance du BSOC vers marchés intérieurs et d'exportation et autres occasions, y compris la progression de notre plan de croissance pluriannuel. Le plan de croissance pluriannuel se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation.

Gazoducs – États-Unis

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

Énergie et solutions énergétiques

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de RCP des réacteurs 5, 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion des actifs après l'achèvement du programme de RCP en 2033, allongeant ainsi le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power jusqu'en 2064. Les travaux préparatoires du programme de RCP des réacteurs 5, 7 et 8 sont en cours et les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

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

Solutions énergétiques

Accumulation par pompage en Ontario

En collaboration avec notre partenaire potentiel, la Nation ojibway de Saugeen, nous poursuivons la progression du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées à Meaford, en Ontario. Le projet de 1 000 MW devrait fournir suffisamment d'électricité pour alimenter un million de foyers pendant près de 11 heures, tout en améliorant la fiabilité et l'efficacité du réseau d'électricité de l'Ontario.

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

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

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

Autres projets de solutions énergétiques

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

ENTREPRISE DE GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d’approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d’électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement, des terminaux d’exportation de GNL et d’autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des grands bassins d’approvisionnement et répond chaque jour à plus de 30 % de la demande du continent nord-américain par l’intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 63 322 km (39 345 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 30 365 km (18 868 milles).

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

Notre entreprise de gazoducs est subdivisée en trois secteurs d’exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Stratégie

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

Nos principales activités ciblées comprennent :

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

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

Nos réseaux de gazoducs contribuent à résoudre le trilemme de l’énergie, soit la sécurité, l’abordabilité et la durabilité. Nous estimons que le gaz naturel constitue une source d’énergie fiable et hautement efficace qui permet de soutenir le remplacement de l’électricité alimentée au charbon et de compenser le caractère intermittent des sources d’énergie renouvelables de l’Amérique du Nord. Nous continuons d’accroître les efficacités opérationnelles et d’intégrer les considérations liées aux enjeux ESG à nos décisions relatives aux nouveaux projets, à la modernisation, à la maintenance, à l’électrification et à l’amélioration de la détection des fuites. De plus, un nombre grandissant d’acheteurs de GNR se raccordent à nos réseaux. Notre modèle commercial produit des avantages socioéconomiques, car nous travaillons étroitement avec les communautés autochtones, les organismes communautaires, les propriétaires fonciers, les titulaires de droits et les autres parties prenantes, conformément à nos valeurs et à nos engagements envers la durabilité.

Faits récents

Gazoducs – Canada

- mise en service de projets d'investissement visant la capacité d'environ 0,6 milliard de dollars en 2024 se rapportant au réseau de NGTL;
- déclaration de la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024;
- approbation par Coastal GasLink LP du projet Cedar Link au deuxième trimestre de 2024;
- début des travaux de construction du projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») au quatrième trimestre de 2024;
- obtention de l'approbation du conseil d'administration pour l'affectation de capitaux d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars aux fins du plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation;
- débits records sur le réseau NGTL;
- débits élevés soutenus et poursuite de l'établissement de contrats sur le réseau principal au Canada;
- approbation par la REC d'un règlement négocié pour cinq ans pour le réseau de NGTL (le « règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL »).

Gazoducs – États-Unis

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

Gazoducs – Mexique

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

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

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

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

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 44 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d’approvisionnement et les principaux marchés. Les principaux réseaux indiqués sur le plan sont les suivants.

Gazoducs – Canada

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

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

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

Gazoducs – États-Unis

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

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

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

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

Gazoducs – Mexique

Sur de Texas : Ce gazoduc extracôtier transporte du gaz naturel du Texas vers les marchés de l'énergie et les marchés industriels situés dans l'est et le centre du Mexique. Les volumes moyens transportés par ce gazoduc en 2024 ont représenté environ 17 % des importations mexicaines totales de gaz naturel transporté par gazoducs. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc, dont nous sommes également l'exploitant.

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

Réseau TGNH : Ce réseau qui parcourt le centre du Mexique comprend le gazoduc Tamazunchale et les gazoducs Tula, Villa de Reyes et Southeast Gateway, dont des tronçons sont en service ou en construction. Il alimente ou alimentera plusieurs centrales électriques et installations industrielles des États de Campeche, du Yucatán, de Veracruz, de Tabasco, de San Luis Potosí, de Querétaro et de Hidalgo. Il se raccorde à des gazoducs en aval qui lui apportent le gaz en provenance des carrefours texans d'Agua Dulce et de Waha. Le réseau TGNH fait partie d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, qui détient une participation de 13,01 % dans le réseau. Nous détenons une participation de 86,99 % dans ces gazoducs, dont nous sommes également l'exploitant.

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

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

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

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

Contexte commercial et priorités stratégiques

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

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

estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 150 Gpi³/j d'ici 2028, ce qui représente une augmentation d'environ 28 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2023.

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

Évolution de la demande

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

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

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

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

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

Prix des produits de base

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

Concurrence accrue

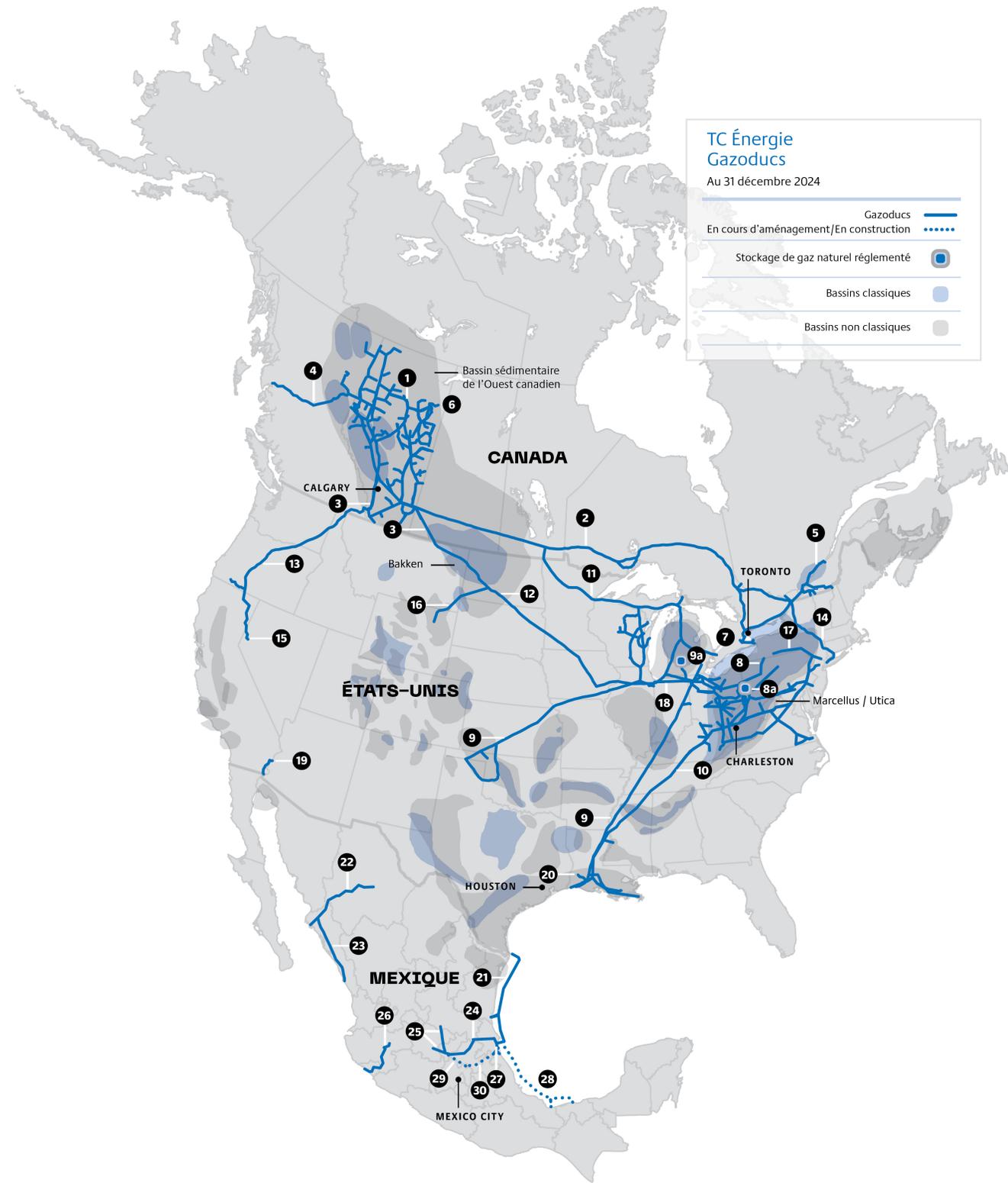
Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin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

Priorités stratégiques

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

Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, du respect de l'environnement et de la sécurité de la population touchée par la construction et l'exploitation des installations en question. En 2025, nous continuerons de mettre l'accent sur la réalisation de notre programme d'investissement, qui comprend l'achèvement de la construction de notre gazoduc Southeast Gateway au Mexique, la progression du projet Cedar Link, qui est une expansion du gazoduc Coastal GasLink, des investissements dans le réseau de NGTL, ainsi que la mise en route et l'achèvement de nouveaux projets de gazoducs aux États-Unis. Nous continuons de l'accent sur la gestion des capitaux et nous continuerons d'évaluer les prochaines possibilités de croissance qui se présenteront.

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



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

		Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Canada				
1	Réseau de NGTL	24 233 km (15 058 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, à Coastal GasLink, à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada	14 087 km (8 753 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés du Canada et des États-Unis.	100 %
3	Foothills	1 289 km (801 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4	Coastal GasLink	671 km (417 milles)	Gazoduc qui transporte du gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	35 %
5	Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	648 km (403 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder à un gazoduc appartenant à un tiers à la frontière des États-Unis.	50 %
6	Ventures LP	133 km (83 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
7	Portion canadienne de Great Lakes	60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis				
8	Columbia Gas	18 692 km (11 615 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel principalement en provenance du bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement dans tout le nord-est, le Midwest et la région atlantique des États-Unis.	60 %
8a	Stockage de Columbia	285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons une participation de 60 % dans les installations de stockage de Columbia de 273 Gpi ³ et une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	Diverses
9	ANR ¹	15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
9a	Stockage d'ANR	247 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
10	Columbia Gulf	5 419 km (3 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique.	60 %
11	Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Midwest des États-Unis.	100 %
12	Northern Border	2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain.	50 %
13	Gas Transmission Northwest (« GTN »)	2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills.	100 %
14	Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
15	Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada.	100 %

	Longueur	Description	Participation
16 Bison	488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.	100 %
17 Millennium	424 km (263 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	47,5 %
18 Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
19 North Baja ¹	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique.	100 %
20 Gillis Access	68 km (42 milles)	Réseau de gazoducs qui raccorde le bassin Haynesville, à Gillis, en Louisiane, avec les marchés ailleurs en Louisiane.	100 %
Gazoducs au Mexique			
21 Sur de Texas	770 km (478 milles)	Gazoduc extracôtier qui transporte du gaz naturel de la frontière entre les États-Unis et le Mexique située près de Brownsville, au Texas, afin d'alimenter diverses centrales électriques mexicaines d'Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il se raccorde avec les gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %
22 Topolobampo	572 km (355 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Encino, dans l'État de Chihuahua et El Oro, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
23 Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, qui se raccorde avec des gazoducs d'autres entreprises et qui est raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
24 Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, et de Higueros (réseau Sur de Texas-Tuxpan) jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	86,99 %
25 Villa de Reyes - tronçon nord et tronçon latéral	316 km (196 milles)	Le tronçon nord et le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes sont raccordés à notre gazoduc Tamazunchale et à des réseaux appartenant à des tiers pour acheminer du gaz vers des centrales électriques de Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí, et de Salamanca, dans l'État de Guanajuato.	86,99 %
26 Guadalajara	313 km (194 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara aux centrales électriques et aux clients industriels des États de Colima et de Jalisco.	100 %
27 Tula – tronçon est	114 km (71 milles)	Le tronçon est du gazoduc Tula transporte du gaz naturel de Sur de Texas jusqu'à diverses centrales électriques de Tuxpan, dans l'État de Veracruz.	86,99 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
Installations du réseau de NGTL en 2025 et par la suite ^{2,3}	50 km (31 milles)	Projet VNBR et autres installations devant être mis en service en 2026.	100 %
Projet Coastal GasLink – Cedar Link ^{2,3}	s.o.	Projet d'expansion du gazoduc Coastal GasLink qui devrait permettre d'acheminer jusqu'à 0,4 Gpi ³ /j de gaz naturel jusqu'à l'installation de Cedar LNG; comprend l'ajout d'un nouveau poste de compression, d'un pipeline d'embranchement et d'un poste de comptage se raccordant aux infrastructures pipelinières actuelles de Coastal GasLink. La mise en service est prévue pour 2028.	35 %
Gazoducs aux États-Unis			
East Lateral XPress ^{1,2}	s.o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service est prévue pour 2025.	60 %
Projet VR ^{1,2}	s.o.	Projet visant les marchés de livraison de Columbia Gas consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	60 %

	Longueur	Description	Participation
Projet WR ^{1,2}	s.o.	Projet visant les marchés de livraison d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	100 %
Projet Ventura XPress ^{1,2}	s.o.	Projet d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations visant à améliorer la fiabilité du réseau de base dont la mise en service est prévue pour 2025.	100 %
Gazoducs au Mexique			
28 Southeast Gateway	715 km (444 milles)	Gazoduc extracôtier qui sera raccordé au gazoduc Tula et acheminera du gaz aux points de livraison à Coatzacoalcos, dans l'État de Veracruz, et à Paraíso, dans l'État de Tabasco, dans le sud-est du Mexique. La mise en service est prévue pour le 1 ^{er} mai 2025.	86,99 %
29 Villa de Reyes – tronçon sud	110 km (68 milles)	Ce tronçon sera raccordé au tronçon nord et au tronçon latéral en exploitation des gazoducs Villa de Reyes et de Tula.	86,99 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
Gazoducs au Canada			
Plan de croissance pluriannuel du réseau de NGTL ^{2,3,4}	s.o.	Plan composé de plusieurs projets distincts visant l'expansion du réseau de NGTL dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
Projet Bison XPress ^{1,2}	s.o.	Projet des réseaux Northern Border, une filiale détenue à 50 %, et Bison, une filiale en propriété exclusive, consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité; mise en service prévue pour 2026.	Divers
Projet Heartland ^{1,2}	s.o.	Projet d'expansion d'ANR visant à accroître la capacité et à rehausser la fiabilité du réseau en modernisant les postes de compression; mise en service prévue pour 2027.	100 %
Prolongement de Gillis Access ^{2,3}	63 km (39 milles)	Prolongement de Gillis Access pour permettre d'acheminer plus de gaz en provenance du bassin Haynesville, à Gillis; mise en service prévue vers la fin de 2026.	100 %
Projet Pulaski ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc de Columbia Gulf destiné à desservir les centrales existantes, dont la mise en service est prévue pour 2029.	60 %
Projet Maysville ^{2,3}	64 km (40 milles)	Projet de prolongement du gazoduc de Columbia Gulf destiné à desservir les centrales existantes, dont la mise en service est prévue pour 2029.	60 %
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie ²	1,1 Gpi ³	Installation de stockage de GNL située sur le réseau de Columbia Gas dans le sud-est de la Virginie destinée à desservir le marché en expansion des sociétés de distribution locales, dont la mise en service est prévue pour 2030.	60 %
Gazoducs au Mexique			
30 Tula ³	100 km (62 milles)	TC Énergie et la CFE évaluent les possibilités d'achever les tronçons restants du gazoduc, sous réserve d'une décision d'investissement finale.	86,99 %

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

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

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

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

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – CANADA

Le secteur Gazoducs – Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est la REC qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les organismes de réglementation provinciaux exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Tous nos grands gazoducs canadiens sont réglementés par la REC, à l'exception du gazoduc Coastal GasLink, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2024 et qui est réglementé par le BC Energy Regulator (auparavant la « BC Oil & Gas Commission »).

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

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

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

FAITS MARQUANTS

Réseau de NGTL

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

Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

Le programme d'expansion du réseau intrabassin de NGTL comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 23 km (14 milles) et deux nouveaux postes de compression. Tous les actifs ont été mis en service, pour un coût en capital du programme d'expansion de 0,5 milliard de dollars.

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

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

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

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

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

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

Projet Valhalla North et Berland River

Le projet VNBR répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés de demande, il est conçu de manière à ajouter au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 428 TJ/j (400 Mpi³/j). Le projet, dont le coût en capital est estimé à 0,5 milliard de dollars, comprend un nouveau gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles), un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes. Les travaux de construction ont débuté à la fin de 2024 et la mise en service est attendue au deuxième trimestre de 2026.

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

Coastal GasLink est un gazoduc d'une longueur de 671 km (417 milles) qui achemine du gaz naturel à partir d'un point de réception dans la région de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'usine de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada (« LNGC ») située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le service de transport par gazoduc est soutenu par des contrats de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) conclus avec chacun des cinq participants à la coentreprise LNGC (les « participants de LNGC »). Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP ainsi que dans l'entité propriétaire du gazoduc Coastal GasLink. Par ailleurs, nous détenons une participation de 100 % dans le commandité de Coastal GasLink LP, l'entité dont les services ont été retenus pour concevoir, construire et exploiter le gazoduc.

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

Coastal GasLink LP cherche toujours à réaliser des recouvrements de coûts, y compris dans le cadre de certaines procédures d'arbitrage qui comportent des revendications de Coastal GasLink LP et de procédures de défense de sa part à l'égard de certaines réclamations à l'encontre de celle-ci. À l'exception des règlements conclus relativement à des litiges avec certains entrepreneurs, le montant de ces réclamations n'a pas encore été déterminé définitivement. Cependant, nous croyons que ces procédures devraient probablement donner lieu à des recouvrements de coûts nets. Il y a lieu de se reporter la note 31, « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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

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

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

Projet d'expansion Cedar Link

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

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

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

Option des communautés autochtones

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Se reporter à la page 25 pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

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

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

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

- un gain de 10 millions de dollars avant impôts sur la vente d'actifs secondaires au deuxième trimestre de 2024;
- une charge de dépréciation de 2,1 milliards de dollars avant impôts (3,0 milliards de dollars en 2022) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP en 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	775	770	708
Réseau principal au Canada	244	230	223
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	19 334	19 008	17 493
Réseau principal au Canada	3 697	3 709	3 735

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 5 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et de 62 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux, contrebalancée en partie par une perte au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL était exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoyait un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procurait au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil précisé ainsi qu'un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Canada » pour un complément d'information sur le règlement 2025-2029 visant NGTL.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 14 millions de dollars en 2024 comparativement à 2023 et de 7 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada en 2024 a été supérieur de 53 millions de dollars à celui de 2023, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

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

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

- la hausse des charges financières, de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables, ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- le résultat généré par Coastal GasLink en lien avec la comptabilisation d'un paiement incitatif de 200 millions de dollars à l'atteinte de certains jalons, contrebalancé en partie par la diminution des produits tirés des frais d'aménagement en raison du moment de la comptabilisation des produits;
- la hausse de l'amortissement et des charges financières transférables et l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, facteurs en partie compensés par la diminution des impôts sur le bénéfice transférables relativement au réseau principal au Canada.

Amortissement

En 2024, l'amortissement a été supérieur de 57 millions de dollars à celui de 2023 du fait surtout de l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion. En 2023, l'amortissement a été supérieur de 127 millions de dollars à celui de 2022 du fait de l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau et au titre du réseau principal au Canada suivant la mise en service d'actifs sur un tronçon assortis de taux d'amortissement plus élevés aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

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

En 2025, le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Canada devrait être supérieur à celui de 2024, en raison principalement des apports plus importants du réseau de NGTL découlant du règlement 2025-2029 visant NGTL. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, les variations de ces coûts peuvent influencer sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre résultat comparable. Nous prévoyons que le résultat comparable du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada pour 2025 sera semblable à celui de 2024.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 1,3 milliard de dollars en 2024 à l'égard de nos projets de croissance et des investissements de maintien dans notre secteur Gazoducs - Canada. Nous prévoyons engager des dépenses d'environ 1,3 milliard de dollars en 2025, qui viseront plus particulièrement les projets d'expansion et les investissements de maintien du réseau de NGTL, lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement et le bénéfice qui en découle.

Par ailleurs, nous avons versé des apports nets de 0,6 milliard de dollars à notre participation dans Coastal GasLink LP en 2024, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2024. Aucun apport important de capitaux propres n'est prévu en 2025.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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

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

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

Réglementation sur la sécurité des pipelines de la PHMSA

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

FAITS MARQUANTS

Portland Natural Gas Transmission System

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

Projet Gillis Access

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

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

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

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

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

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

Projets Pulaski et Maysville

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

Projet GTN XPress

Le projet GTN XPress, une expansion du réseau de GTN qui permettra le transport d'une capacité d'exportation visée par des contrats accrue au moyen du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills, a été mis en service en décembre 2024. Le coût en capital de ce projet s'est chiffré à environ 0,1 milliard de dollars US.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2024	2023	2022
Columbia Gas ¹	1 600	1 530	1 511
ANR	642	650	582
Columbia Gulf ¹	235	208	207
Great Lakes	204	183	178
GTN	188	202	184
PNGTS ^{1,2}	66	104	101
Autres gazoducs aux États-Unis ³	359	371	379
BAIIA comparable	3 294	3 248	3 142
Amortissement	(697)	(692)	(681)
BAII comparable	2 597	2 556	2 461
Incidence du change	959	895	742
BAII comparable (en dollars CA)	3 556	3 451	3 203
Postes particuliers :			
Gain sur la vente de PNGTS	572	—	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	38	—	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	(571)
Activités de gestion des risques	(113)	80	(15)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	4 053	3 531	2 617

- 1 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.
- 2 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - États-Unis » pour un complément d'information.
- 3 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), dans North Baja, dans Gillis Access, dans Tuscarora, dans Bison et dans Crossroads, ainsi que notre quote-part du bénéfice provenant de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage et de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs - États-Unis.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs - États-Unis en 2024 a été supérieur de 522 millions de dollars à celui de 2023, et celui de 2023 a été supérieur de 914 millions de dollars à celui de 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un gain de 572 millions de dollars avant impôts sur la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- un gain de 38 millions de dollars avant impôts sur la vente d'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars, avant impôts, au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022;
- des gains latents et des pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain en 2024 et en 2023 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis en 2024 a été supérieur de 46 millions de dollars US à celui de 2023, principalement en raison de l'effet net des facteurs suivants :

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

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

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

Amortissement

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

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - États-Unis en 2025 devrait être légèrement supérieur à celui de 2024, en raison d'une augmentation prévue des tarifs de transport de Columbia Gas, qui dépend de l'issue du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 déposé auprès de la FERC. En outre, les produits devraient augmenter après l'achèvement en 2025 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas, de Colombia Gulf et d'ANR ainsi qu'en raison de la mise en service pour un exercice complet du projet Gillis Access. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons qu'en 2025, nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2024. Nous nous attendons cependant à ce que ces résultats positifs soient en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue soutenue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, par l'incidence de la vente de notre participation de 61,7 % dans PNGTS en 2024 et par la hausse prévue des impôts fonciers qui découlera de la mise en service de divers projets d'investissement.

Dépenses en immobilisations

Nous avons engagé des dépenses en immobilisations totalisant 2,2 milliards de dollars US en 2024 à l'égard de nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer une somme d'environ 2,5 milliards de dollars US en 2025, essentiellement à l'égard des projets d'expansion de Columbia Gas, d'ANR et de Columbia Gulf, sous forme d'apports de capitaux propres visant le projet Bison XPress, ainsi qu'en dépenses d'investissement de maintien visant Columbia Gas et ANR dont le recouvrement, majoré d'un rendement, devrait être reflété dans les droits futurs. Nous prévoyons que les dépenses en immobilisations nettes se chiffreront à environ 2,0 milliards de dollars US en 2025, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables à la participation sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR GAZODUCS – MEXIQUE

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

FAITS MARQUANTS

TGNH

Alliance stratégique avec la CFE

En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique. De concert avec la CFE, nous prévoyons toujours mener à terme les activités restantes nécessaires à l'achèvement du projet afin de procéder à sa mise en service le 1^{er} mai 2025. Le coût estimatif du projet de gazoduc Southeast Gateway est d'environ 3,9 milliards de dollars US, ce qui est inférieur à l'estimation initiale de 4,5 milliards de dollars US.

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

Tula

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

Villa de Reyes

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2024	2023	2022
TGNH ^{1,2}	231	232	164
Sur de Texas ³	220	75	112
Topolobampo	156	157	161
Guadalajara	56	61	73
Mazatlán	67	71	67
BAIIA comparable	730	596	577
Amortissement	(67)	(66)	(76)
BAII comparable	663	530	501
Incidence du change	244	186	153
BAII comparable (en dollars CA)	907	716	654
Poste particulier :			
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique ²	22	80	(163)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	929	796	491

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

2 Comprend des participations sans contrôle. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs - Mexique en 2024 a été supérieur de 133 millions de dollars à celui de 2023, et celui de 2023 a été supérieur de 305 millions de dollars à celui de 2022. Il comprend un recouvrement latent de 22 millions de dollars en 2024 (recouvrement latent de 80 millions de dollars en 2023; perte latente de 163 millions de dollars en 2022) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2024 pour obtenir des précisions.

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

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

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement imputable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du fléchissement du peso mexicain et à la charge d'impôts moins élevée en raison surtout de l'effet du change. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer cette exposition, dont l'incidence est comptabilisée au poste « (Gains) pertes de change, montant net » dans l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information;
- la diminution du résultat de Guadalajara découlant surtout de la baisse des produits fixes conformément au contrat de transport en vigueur et des coûts d'exploitation plus élevés.

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

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

Amortissement

L'amortissement en 2024 est demeuré généralement stable par rapport à celui de 2023. L'amortissement a diminué de 10 millions de dollars US en 2023 par rapport à celui de 2022, ce qui s'explique par les modifications apportées à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location de Tamazunchale suivant la conclusion du contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE au milieu de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs - Mexique reflète les contrats de transport à long terme stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services; il inclut la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas. Étant donné la nature à long terme des contrats de transport sous-jacents à nos activités, le BAIIA comparable reste sensiblement le même d'un exercice à l'autre, sauf lorsque de nouveaux actifs sont mis en service. Le BAIIA comparable de 2025 devrait être supérieur à celui de 2024 grâce au projet Southeast Gateway, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu le 1^{er} mai 2025.

Dépenses en immobilisations

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

GAZODUCS – RISQUES D’ENTREPRISE

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

Volumes de production des bassins d’approvisionnement

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

Accès au marché

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

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

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d’autres sociétés pipelinrières 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 pipelinrière

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

Prix des produits de base

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

Risque lié à la réglementation

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

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

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

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

Risque gouvernemental

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

Construction et exploitation

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

Énergie et solutions énergétiques

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

Les activités du secteur Énergie et solutions énergétiques représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 4 650 MW au moyen de solutions nucléaires, solaires, éoliennes ou alimentées au gaz naturel. Ces actifs de production d'électricité sont pour la plupart visés par des contrats à long terme. Nos infrastructures énergétiques canadiennes sont situées en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick, tandis que nos infrastructures énergétiques américaines sont situées au Texas. De plus, nous avons des CAE visant environ 400 MW au Canada et visant environ 350 MW aux États-Unis auprès de centrales éoliennes et solaires.

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

Stratégie

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

Faits récents

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

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Installations énergétiques au Canada

Production et commercialisation d'énergie au Canada

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

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 580 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. De ce fait, Bruce Power ne supporte aucun risque lié au combustible irradié. Nous détenons une participation de 48,3 % dans Bruce Power.

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

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

Le programme de RCP du réacteur 6, premier volet du programme d'allongement du cycle de vie de six réacteurs, a pris fin au troisième trimestre de 2023. Le programme de RCP du réacteur 3, deuxième volet du programme de RCP, a commencé au premier trimestre de 2023 et devrait se terminer en 2026. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 4 a été approuvée par la SIERE le 8 février 2024. Le réacteur 4 a été mis hors service le 31 janvier 2025 et son programme de RCP a débuté, lequel devrait se terminer en 2028. Les investissements dans les programmes de RCP des trois autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 5 a été soumise à la SIERE le 31 janvier 2025. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

En parallèle avec le programme de RCP, le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production (capacité) de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre de la province d'Ontario. Le projet 2030 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la capacité du site; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Le projet 2030 est mis en œuvre en trois phases, les deux premières phases et la phase 3a étant déjà intégralement approuvées. Le programme, d'une capacité initiale de 6 430 MW, a commencé en 2019 et s'est achevé en 2024 avec environ 6 580 MW, soit un gain net d'environ 150 MW. Une fois les phases 1, 2 et 3a achevées, le site devrait atteindre 6 840 MW. Les trois phases sont mises en œuvre parallèlement au programme de RCP.

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

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

Bruce Power est un fournisseur mondial de cobalt-60, un isotope médical utilisé dans la stérilisation de matériel médical et pour traiter certains types de cancer. Le cobalt-60 est produit pendant la production d'électricité de Bruce Power et récolté, pendant certaines interruptions de service prévues pour entretien, à des fins médicales pour le traitement des tumeurs du cerveau et du cancer du sein. De plus, Bruce Power prévoit accroître la production d'isotopes de lutétium-177 utilisés dans le traitement du cancer de la prostate et des tumeurs neuroendocrines. Ce projet est mené en collaboration avec un partenariat canadien en médecine nucléaire et la Nation ojibway de Saugeen dont le territoire traditionnel est celui où se trouvent les installations de Bruce Power. En outre, Bruce Power et ses partenaires dans la production d'isotopes médicaux se sont engagés à construire un ensemble de cellules chaudes dans le comté de Bruce pour accélérer leur capacité à traiter le lutétium-177 de courte durée et veiller à ce qu'il parvienne rapidement aux patients atteints de cancer dans le monde entier.

Conventions d'achat d'électricité – Canada

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

Installations énergétiques aux États-Unis

Production et commercialisation d'énergie au États-Unis

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

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

Conventions d'achat d'électricité – États-Unis

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne d'environ 350 MW aux États-Unis et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires en offrant des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Autres solutions énergétiques

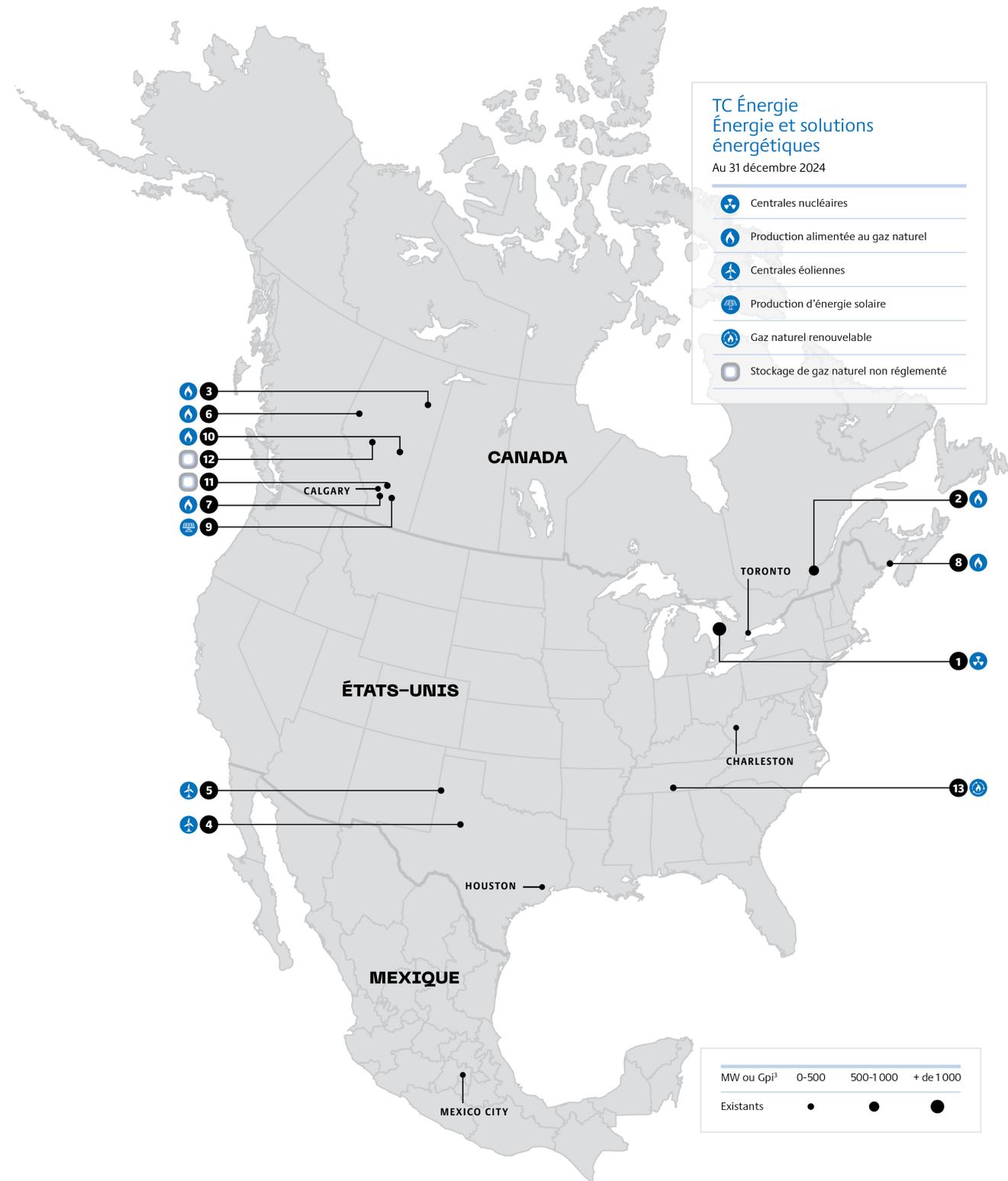
Stockage de gaz naturel au Canada

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

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

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

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



La capacité de production des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques s'élève à 4 652 MW (quote-part nette revenant à TC Énergie). Nous sommes l'exploitant de chacune des installations, à l'exception de Bruce Power.

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Actifs de production d'énergie					
1	Bruce Power ¹	3 180	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
2	Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. La production d'électricité est suspendue depuis 2008, mais nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant cette suspension.	100 %
3	Mackay River	207	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Fluvanna ²	155	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Scurry County, au Texas.	100 %
5	Blue Cloud ²	148	énergie éolienne	Parc éolien situé près de Bailey County, au Texas.	100 %
6	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
7	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
8	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick.	100 %
9	Centrale solaire de Saddlebrook	81	énergie solaire	Centrale hybride de production d'énergie solaire située près d'Aldersyde, en Alberta.	100 %
10	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada					
11	Crossfield	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
12	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction					
Autres solutions énergétiques					
13	Lynchburg		GNR	Installation de production de GNR située à Lynchburg, au Tennessee	30 %

1 Notre quote-part de la capacité de production.

2 TC Énergie détient la totalité des participations de catégorie B et un investisseur en avantages fiscaux détient la totalité des participations de catégorie A, auquel un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux.

FAITS MARQUANTS

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

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

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

Initiative d'accroissement de la production

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

Accumulation par pompage en Ontario

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

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Bruce Power ¹	890	680	552
Installations énergétiques au Canada	273	334	322
Stockage de gaz naturel et autres ²	51	6	33
BAIIA comparable	1 214	1 020	907
Amortissement	(101)	(92)	(72)
BAII comparable	1 113	928	835
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée au projet Tundra	(36)	—	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	8	7	(17)
Activités de gestion des risques	17	69	15
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 102	1 004	833

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

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 98 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et de 171 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de dépréciation de 36 millions de dollars, avant impôts, liée aux coûts d'aménagement engagés au titre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration au projet;
- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

En 2024, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 194 millions de dollars à celui de 2023. Cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

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

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

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

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 9 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023 et de 20 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022, en raison surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2024	2023	2022
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAII comparable :			
Produits ¹	2 242	1 941	1 848
Charges d'exploitation	(984)	(917)	(924)
Amortissement et autres	(368)	(344)	(372)
BAIIA comparable et BAII comparable²	890	680	552
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	92 %	92 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	160	106	302
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	32	62	34
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	22 209	20 447	20 610
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	100 \$	94 \$	89 \$

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

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

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

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

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

Les travaux d'entretien prévus des réacteurs 5 à 8 à Bruce Power pour 2024, exclusion faite du programme de RCM, ont été réalisés au deuxième trimestre. Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4 a été mené à bien au deuxième trimestre de 2023 et celui du réacteur 8 a été réalisé au cours du quatrième trimestre de 2023. En 2022, des travaux d'entretien prévus de tous les réacteurs ont été réalisés.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

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

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

Dépenses en immobilisations

En 2024, nous avons engagé des dépenses en immobilisations de 0,8 milliard de dollars, principalement à l'égard de notre quote-part du programme de RCP du réacteur 3 à Bruce Power et des projets d'investissement de maintien dans tout le secteur. Nous prévoyons engager environ 0,9 milliard de dollars en 2025, principalement en lien avec notre quote-part des programmes de RCP des réacteurs 3 et 4 de Bruce Power.

RISQUES D'ENTREPRISE

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

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

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

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

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

Capacité disponible des centrales

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

Réglementation

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

Conformité

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

Conditions météorologiques

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

Concurrence

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

Coûts de réalisation et coûts en capital

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

Siège social

FAITS MARQUANTS

Transfert de propriété du réseau de NGTL

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

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

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements.

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

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

Projet Focus

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

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

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

Programme de sortie d'actifs

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

Législation canadienne pour 2024

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

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023 ¹	2022 ¹
BAIIA comparable	(63)	(73)	(72)
Amortissement	(5)	(6)	(7)
BAII comparable	(68)	(79)	(79)
Postes particuliers :			
Règlement avec un tiers	(34)	—	—
Coûts liés au projet Focus	(24)	(65)	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	(10)	—	—
Gains de change – prêts intersociétés ²	—	—	28
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(136)	(144)	(51)

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

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

En 2024, la perte sectorielle du secteur Siège social s'est élevée à 136 millions de dollars, comparativement à 144 millions de dollars et à 51 millions de dollars en 2023 et en 2022, respectivement. Elle comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour un complément d'information;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars en 2024 au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour un complément d'information;
- des gains de change en 2022 sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces gains de change ont été inscrits dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable, car ils ont été entièrement compensés par des pertes de change correspondantes liées aux prêts intersociétés comptabilisées au poste « Gains (pertes) de change, montant net ». Se reporter à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour un complément d'information.

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

Amortissement

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

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

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

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

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

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

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

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

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

- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la hausse des taux d'intérêt sur notre dette à long terme qui porte intérêt à un taux variable;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	34	102	157
Libellée en dollars US	546	350	161
Incidence du change	204	123	51
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	784	575	369

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

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

Gains (pertes) de change, montant net

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

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

Les pertes de change nettes se sont chiffrées à 147 millions de dollars en 2024, comparativement à des gains de change nets de 320 millions de dollars en 2023 et à des pertes de change nettes de 185 millions de dollars en 2022. Les postes particuliers suivants sont exclus de notre calcul des gains (des pertes) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable :

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

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

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

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

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

Intérêts créditeurs et autres

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

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

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

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

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023 ¹	2022 ¹
(Charge) recouvrement d'impôts incluse dans le résultat comparable	(772)	(890)	(660)
Postes particuliers :			
Gain sur la vente de PNGTS	(116)	—	—
Réévaluation des soldes d'impôts reportés	(96)	—	—
Gain net à l'extinction de titres d'emprunt	(50)	—	—
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	10	—	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	15	—	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(7)	(25)	49
Règlement avec un tiers	8	—	—
Charge de dépréciation liée au projet Tundra	9	—	—
Coûts liés au projet Focus	6	17	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	(32)	—	—
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	—	157	405
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	40
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	(196)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	(2)	4
Activités de gestion des risques	105	(99)	36
(Charge) recouvrement d'impôts	(922)	(842)	(322)

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

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

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

2024

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

2023

- Un recouvrement d'impôts de 157 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP.

2022

- Un recouvrement d'impôts de 405 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, déduction faite de certaines pertes fiscales latentes et non comptabilisées.
- Une charge de 196 millions de dollars au titre du règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique.

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

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2023 a augmenté de 230 millions de dollars comparativement à celle de 2022, en raison surtout de la hausse du bénéfice imposable, de l'exposition au change au Mexique et de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables et les ajustements liés à l'inflation moins élevés au Mexique. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

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

- 1 Le 4 octobre 2023, nous avons mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners.
- 2 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - États-Unis » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 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 Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle détient une participation de 13,01 % dans celle-ci. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs - Mexique » pour un complément d'information.

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

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a progressé de 109 millions de dollars en 2023 comparativement à 2022 du fait de l'incidence nette de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf ainsi que de l'acquisition de parcs éoliens au Texas.

Dividendes sur les actions privilégiées

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

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 11 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, principalement par suite du rajustement du taux des dividendes sur les actions privilégiées de série 7 et de série 9 le 30 avril 2024 et le 30 octobre 2024, respectivement. Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 14 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022, en partie compensé par l'augmentation des taux variables des dividendes sur certaines séries d'actions privilégiées.

Incidence du change

Incidence du change liée aux activités libellées en dollars US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Une partie de l'exposition restante est gérée activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2024, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

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

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

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

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

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

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

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent.

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

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

31 décembre 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	115	(83)	(32)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(53)	224	54
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	110	(133)	(11)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	(11)	—	—
	161	8	11

- 1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des résultats.
- 2 Représente la portion attribuable aux participations sans contrôle relative à TGNH. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

Situation financière

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

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

Plan financier

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 25 milliards de dollars destiné à des projets garantis ainsi que nos projets en cours d'aménagement, qui doivent faire l'objet des approbations de la société et des organismes de réglementation. Comme il est indiqué dans la présente rubrique portant sur la situation financière, notre programme d'investissement devrait être financé par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement pouvant inclure :

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

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

Analyse du bilan – activités poursuivies

Au 31 décembre 2024, exclusion faite des activités abandonnées, notre actif à court terme s'élevait à 5,5 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 10,3 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,8 milliards de dollars, comparativement à 0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2023. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 8,0 milliards de dollars aux fins de prélèvements à court terme, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 7,6 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,4 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Au 31 décembre 2024, nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,2 milliards de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles aucun montant n'a été prélevé;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, la rotation du capital et notre RRD, si cela est jugé approprié.

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

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

Structure du capital consolidé – activités poursuivies

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

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

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2024, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie^{1,2}

Les tableaux suivants résument nos flux de trésorerie consolidés :

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

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 696	7 268	6 375
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(199)	(207)	639
Fonds provenant de l'exploitation	7 497	7 061	7 014
Postes particuliers :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	185	40	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la vente de PNGTS et d'actifs secondaires	148	—	—
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	26	—	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	21	54	—
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	10	—	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	9	—	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(3)	(14)	96
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles au titre des décisions réglementaires relatives à Keystone	(3)	53	27
Charge d'impôts exigibles à la sortie d'une participation sans contrôle ³	—	736	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	36	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	196
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	—	14	20
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 890	7 980	7 353

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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

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

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 428 millions de dollars en 2024 par rapport à 2023, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation.

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

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

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

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement¹

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

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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

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

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

Dépenses d'investissement¹

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

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

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

Dépenses en immobilisations

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

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2024 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées aux projets du secteur Énergie et solutions énergétiques.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2024 comparativement à 2023, en raison surtout de la diminution des avances de fonds à Coastal GasLink LP par l'intermédiaire du prêt subordonné.

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

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

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

Produit de la vente d'actifs

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

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

En 2023, nous avons réalisé la vente d'une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC à son coentrepreneur, Motiva 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.

Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

En 2022, les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation avaient trait principalement à notre quote-part des remboursements sur la dette de Sur de Texas. Après les activités de refinancement menées avec la coentreprise susmentionnées, le 29 juillet 2022, la coentreprise a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

Acquisitions

En 2023, nous avons acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Nous avons également acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Prêts à une société liée

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

Flux de trésorerie liés aux activités de financement¹

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

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

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

En 2023, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 7,6 milliards de dollars par rapport à 2022, en raison essentiellement du montant net plus élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme, du remboursement de billets à payer et de la réception d'un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US) à la suite de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf.

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

Émission de titres d'emprunt à long terme

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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

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

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

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

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

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

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

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

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

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

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

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2024, 2023 et 2022, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2024.

Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 31 août 2022 et le 31 juillet 2023, des actions ordinaires ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

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

Information sur les actions

au 7 février 2025

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	1,0 milliard	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	18,4 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	3,6 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	10 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	4 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,1 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,9 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	16,7 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 10	1,3 million	Actions privilégiées de série 9
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	4,4 millions	3,1 millions

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

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

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

Dividendes

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

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

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

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

Facilités de crédit

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

Au 7 février 2025, les facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisaient 12,2 milliards de dollars. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient les suivantes :

(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Emprunteur	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2029	3,0	2,2
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2025	1,0 US	0,2 US
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2027	2,5 US	2,5 US
Columbia Pipelines Holding Company LLC ²	Servant à appuyer le programme de papier commercial et aux fins générales de l'emprunteur	Décembre 2027	1,5 US	1,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	2,0 ³	1,1 ³

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

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

3 Ou l'équivalent en dollars US.

Obligations contractuelles

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

Paielements exigibles (par périodes)

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

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

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

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

Billets à payer

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

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

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

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

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

au 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	25 071	2 379	4 308	3 729	14 655
Billets subordonnés de rang inférieur	50 755	660	1 557	1 742	46 796
	75 826	3 039	5 865	5 471	61 451

Obligations d'achat

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

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

Nous avons conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire qui viennent à échéance entre 2025 et 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2024, la capacité totale prévue garantie en vertu des CAE était d'environ 750 mégawatts, la production étant assujettie à des facteurs de disponibilité opérationnelle et de capacité. Ces CAE ne répondent pas à la définition de contrats de location ou de dérivés. Les paiements futurs et leur calendrier ne peuvent pas être raisonnablement estimés, car ils dépendent du moment où certaines centrales connexes sont mises en service et de la quantité d'énergie produite. Certains de ces engagements d'achat prévoient des ventes compensatoires aux termes des CAE visant la totalité ou une partie de la production connexe de la centrale.

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

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

- 1 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.
- 2 Comprend 100 % de l'obligation contractuelle visant le transport jusqu'en 2042, par le réseau principal au Canada, de volumes pour ses expéditeurs sur le gazoduc TQM, dans lequel nous détenons une participation de 50 %. Le coût des contrats est transféré aux expéditeurs du réseau principal au Canada et déterminé en fonction des besoins en produits indiqués dans l'entente de règlement avec TQM pour 2024-2025.
- 3 Les montants comprennent principalement les dépenses destinées à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.
- 4 A trait au transfert des actifs des régimes de retraite à South Bow. Le montant définitif du transfert sera ajusté selon le rendement des placements et les prestations entre le 1^{er} octobre 2024 et la date du transfert. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Obligations - Régimes de retraite et régimes d'avantages sociaux postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de l'entité propriétaire du gazoduc. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement la livraison de gaz naturel. Ces garanties peuvent être renouvelées en juin 2025 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2024, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 93 millions de dollars, pour une valeur comptable de moins de 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power peut être renouvelée en décembre 2027 et elle peut être prorogée pour des périodes successives de deux ans, la dernière période de renouvellement, d'une durée de trois ans, prenant fin en 2065.

Au 31 décembre 2024, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars, pour une valeur comptable de néant.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement, conjointement et solidairement ou exclusivement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en 2032.

Au 31 décembre 2024, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 59 millions de dollars, pour une valeur comptable de 1 million de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

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

En 2024, nous n'avons versé aucune cotisation aux régimes de retraite à prestations déterminées (les « régimes PD »), des cotisations de 8 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et des cotisations de 71 millions de dollars au régime d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Au 31 décembre 2024, les lettres de crédit fournies afin de satisfaire aux exigences de solvabilité du régime PD canadien totalisaient 111 millions de dollars (244 millions de dollars en 2023; 322 millions de dollars en 2022).

En 2025, nous ne prévoyons cotiser aucun montant aux régimes PD et nous nous attendons à cotiser environ 6 millions de dollars aux autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 71 millions de dollars aux régimes d'épargne et aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous ne prévoyons pas fournir de lettres de crédit supplémentaires en faveur du régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences de solvabilité.

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

South Bow - transfert des actifs des régimes de retraite

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

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

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

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

Activités abandonnées

Le 27 juillet 2023, TC Énergie a annoncé son intention de se scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission. Les actionnaires de TC Énergie ont voté en faveur de la scission en juin 2024 et, le 1^{er} octobre 2024, la société a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation. Le 25 septembre 2024, les actionnaires de TC Énergie ont reçu, en échange de chaque action ordinaire de TC Énergie détenue, une nouvelle action de TC Énergie et 0,2 action ordinaire de South Bow. Les activités de négociation dans le cadre d'opérations normalisées relativement aux actions ordinaires de TC Énergie ont repris à la TSX et à la NYSE le 2 octobre 2024. Les actions ordinaires de South Bow ont commencé à se négocier dans le cadre d'opérations normalisées à la TSX le 2 octobre 2024 et à la NYSE le 8 octobre 2024, sous le symbole SOBO. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Ententes

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

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

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

Incident à la borne kilométrique 14

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas, causant une fuite de 12 937 barils de pétrole brut. En juin 2023, nous avons achevé de récupérer tous les volumes relâchés et, en octobre 2023, nous avons rétabli le débit naturel de la rivière Mill Creek. South Bow maintiendra son engagement à l'égard des activités de remise en état et de surveillance environnementale à long terme.

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

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

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

Instances de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, trois clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En décembre 2022, la REC a rendu une décision à l'égard de la plainte qui a donné lieu à un ajustement de 38 millions de dollars lié aux droits facturés antérieurement, dont une tranche de 27 millions de dollars se rapportait à des montants pris en compte en 2021 et en 2020 et a été exclue des mesures comparables liées aux activités abandonnées. La REC a instauré une procédure pour examiner la conformité de Keystone à la décision concernant la répartition des coûts liés aux agents réducteurs de frottement dans le calcul de la tarification variable.

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

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

Coûts de scission

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

Dette de South Bow

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

Présentation des activités abandonnées

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

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

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

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

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

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites à la page 25. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) des activités abandonnées, après impôts et exclus du résultat comparable découlant des activités abandonnées :

2024

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

2023

- une charge de 67 millions de dollars avant impôts (52 millions de dollars après impôts) découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et comprend des frais financiers à payer de 10 millions de dollars avant impôts;
- une charge de 40 millions de dollars avant impôts (34 millions de dollars après impôts) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de scission;

- un montant de 36 millions de dollars avant impôts (36 millions de dollars après impôts) comptabilisé au titre de la charge d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- des coûts de préservation et autres coûts de 18 millions de dollars avant impôts (14 millions de dollars après impôts) se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement de 4 millions de dollars avant impôts (18 millions de dollars après impôts) se rapportant à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et à un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par les ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

2022

- un recouvrement de 118 millions de dollars avant impôts (une charge de 5 millions de dollars après impôts) découlant de l'incidence nette d'un impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021, contrebalancé en partie par un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et par des ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge de 27 millions de dollars avant impôts (20 millions de dollars après impôts) liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs comptabilisés au cours de périodes antérieures;
- des coûts de préservation et autres coûts de 25 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts) se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL.

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

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

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

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

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

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités abandonnées

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

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

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

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

3 Compte non tenu des coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides de 42 millions de dollars avant impôts au titre des intérêts débiteurs en lien avec l'émission de titres d'emprunt de South Bow au troisième trimestre de 2024 et des frais financiers de 10 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 au titre d'une charge avant impôts découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.

4 Compte non tenu du bénéfice avant impôts de 18 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 lié à l'incidence nette des intérêts créditeurs sur le produit tiré de l'émission des titres d'emprunt de South Bow le 28 août 2024, ces fonds ayant été 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.

5 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 et d'une charge d'impôts de 123 millions de dollars en 2022 prise en compte dans la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL.

BAIIA comparable découlant des activités abandonnées

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

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

Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées a augmenté de 98 millions de dollars en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des volumes contractuels et non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone;
- les apports à la hausse du réseau d'oléoducs Port Neches Link, qui a commencé ses activités en mars 2023.

Résultat comparable découlant des activités abandonnées

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

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable découlant des activités abandonnées et du BAII comparable découlant des activités abandonnées (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) découlant des activités abandonnées (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024¹	2023²	2022²
Réseau d'oléoducs Keystone	1 098	1 453	1 356
Pipelines en Alberta ³	52	70	71
Autres	(5)	(7)	(9)
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	1 145	1 516	1 418
Amortissement	(253)	(332)	(322)
BAII comparable découlant des activités abandonnées	892	1 184	1 096
Postes particuliers (avant impôts) :			
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(173)	(40)	—
Coûts supplémentaires liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14	(37)	—	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(21)	4	118
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(12)	(57)	(27)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(18)	(25)
Activités de gestion des risques	67	(34)	20
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	716	1 039	1 182

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

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

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

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

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

Amortissement

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

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

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

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

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

Intérêts créditeurs et autres

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

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

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

(Charge) recouvrement d'impôts

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

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

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

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

Autres renseignements

SURVEILLANCE DES RISQUES ET GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

La gestion des risques est au cœur de toutes les activités de TC Énergie et fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie fait en sorte que les risques assumés par TC Énergie et les expositions connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. À cette fin, nous avons recours à un programme de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer et d'évaluer systématiquement les risques susceptibles d'avoir une incidence significative sur nos objectifs stratégiques.

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

Surveillance par le conseil et les comités

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

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

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

Haute direction et gestion des risques

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace. Un membre de l'équipe de haute direction est responsable de la gouvernance pour chacun des risques d'entreprise, tandis que la réalisation est sous la surveillance d'un président d'unité d'exploitation ou d'un vice-président principal. Les responsables des risques présentent au conseil des évaluations approfondies des risques chaque année.

Risques particuliers aux secteurs

Les principaux risques financiers et liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement qui sont particuliers à chaque secteur d'exploitation sont analysés dans les sections respectives du présent rapport de gestion. De plus, notre Rapport sur la durabilité présente des informations sur notre approche à l'égard de la durabilité, notamment la surveillance des risques et occasions liés à la durabilité.

Suivi des risques d'entreprise et indicateurs clés de risque

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

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

Risque opérationnel

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

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

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

Risque lié à la réglementation

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

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

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

Accès à du capital à un coût concurrentiel

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

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

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

Répartition du capital

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

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

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

Risque lié à la récupération du capital

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

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

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

Réalisation de projets

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

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

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

Risque lié aux talents

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

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

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

Sécurité d'entreprise

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

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

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

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

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

Risques liés au climat

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

Risques physiques

Les changements climatiques peuvent créer des risques physiques aigus et chroniques susceptibles de nuire à nos activités. Les risques physiques aigus sont notamment les phénomènes météorologiques extrêmes, comme les ouragans, les incendies de forêt et les inondations, tandis que les risques physiques chroniques sont par exemple les modifications à long terme des tendances climatiques, des températures, des précipitations et du niveau de la mer. En raison de la complexité des systèmes climatiques, il est difficile de prévoir la fréquence et la gravité de ces événements ou les moments où ils se produiront.

Les risques physiques découlant des changements climatiques pourraient entraîner des conséquences financières importantes, par exemple des coûts imprévus attribuables aux dommages directement causés à nos actifs et la perte de produits en raison d'une interruption des activités, ou des effets indirects comme une perturbation de la chaîne de valeur. Pour atténuer ces risques physiques, nous tenons compte des changements climatiques dans la conception et l'évaluation de nos installations et de nos actifs d'exploitation. Nous passons en revue périodiquement nos normes techniques pour faire en sorte que les actifs continuent d'être conçus et exploités de sorte à résister aux conséquences possibles des changements climatiques. De plus, nos plans d'intervention d'urgence sont axés sur l'intervention rapide et efficace en cas de phénomènes météorologiques violents afin d'en réduire au minimum les conséquences.

Également à titre de mesure d'atténuation des risques, nous conservons une couverture d'assurance afin de réduire les conséquences financières si nos actifs sont endommagés par des phénomènes météorologiques violents. Nos primes et nos franchises d'assurance pourraient augmenter, ou la couverture d'assurance disponible pourrait diminuer, pour nos actifs situés dans des régions à risque de connaître des phénomènes météorologiques violents.

Risques liés à la transition

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

Nous atténuons notre exposition au risque de transition lié au climat et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de notre stratégie d'affaires à long terme et à faible risque selon laquelle la majeure partie de nos produits est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables. Pour obtenir plus de renseignements sur la façon dont nous gérons les risques et les occasions liés au climat, il y a lieu de consulter les rubriques de notre Rapport sur la durabilité annuel portant sur les informations fournies en conformité avec les directives du GIFCC et de la norme IFRS S2.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

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

Le système de gestion opérationnelle de TC Énergie, le SGOT, met à contribution les meilleures pratiques et normes de l'industrie et intègre les exigences réglementaires applicables. Le SGOT encadre les questions de santé, de sécurité, d'environnement et d'intégrité opérationnelle au sein de TC Énergie. Il s'applique partout au Canada, aux États-Unis et au Mexique, il couvre tout le cycle de vie de nos actifs et il comporte un cycle d'amélioration continue. Le cadre du SGOT met à profit l'amélioration continue grâce à un processus d'examen annuel par la direction. Cela permet d'assurer l'efficacité continue de notre système de gestion global et d'appuyer une structure d'assurance à plusieurs niveaux pour l'ensemble des unités d'exploitation. Le modèle d'assurance de TC Énergie est conçu de manière à assurer une gestion efficace des risques liés à la santé, à la sécurité, à l'environnement et à l'intégrité opérationnelle. Les conclusions tirées sont partagées et appliquées à l'ensemble de nos réseaux, le cas échéant. De plus, les constatations ou les observations découlant des audits périodiques effectués par des organismes de réglementation externes sont également communiquées à l'ensemble des composantes de notre système de gestion afin d'assurer une amélioration continue.

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

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

Deux comités distincts font rapport au comité SSDE du conseil :

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

Santé, sécurité et intégrité des actifs

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

En 2024, nous avons engagé 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars en 2023¹) pour l'intégrité des gazoducs que nous exploitons, montant qui comprend des dépenses liées au programme de modernisation dans notre secteur Gazoducs – États-Unis. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations menées en continu du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs réglementés par la REC sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, les variations de ces dépenses sont habituellement sans incidence sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien et peuvent habituellement être recouvrées à même les tarifs approuvés par la FERC.

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

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

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

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

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

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

prenantes et aux communautés autochtones, le cas échéant, et la participation de ces groupes nourrit les évaluations environnementales et les plans de protection.

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

- l'évolution de la réglementation et des exigences, ainsi que la hausse des coûts associés aux effets sur l'environnement;
- le rejet de produits pouvant causer des dommages à l'environnement (sol, eau et air);
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, susceptibles de nuire à nos activités.

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

Le SGOT prévoit l'obligation pour TC Énergie d'assurer une surveillance continue de nos installations afin d'assurer le respect de toutes les exigences importantes en matière d'environnement prévues par les lois et règlements de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous respectons aussi toutes les exigences importantes en matière d'obtention de permis prévues par les lois et règlements dans le cadre de la définition du tracé et de l'élaboration de nos projets. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part. Lorsque les risques sont incertains ou susceptibles d'entraver notre capacité d'exercer efficacement nos activités, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

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

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

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

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

Au 31 décembre 2024, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 8 millions de dollars (19 millions de dollars en 2023), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités significatives actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Changements climatiques et réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2024, nous avons comptabilisé des charges de 141 millions de dollars (109 millions de dollars en 2023) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives et politiques ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près le processus d'examen réglementaire, nous y participons au besoin et nous soumettons des commentaires officiels aux organismes de réglementation à mesure que les initiatives sont lancées et que les politiques sont mises en œuvre. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui favorisent l'exploitation des ressources naturelles d'une façon responsable sur les plans environnemental et économique. Nos actifs situés sur certains territoires sont actuellement soumis à des règles sur les émissions de GES. Bien que les objectifs à court terme des gouvernements puissent influencer sur la vitesse à laquelle des règles sur les émissions de GES sont mises en place, nous prévoyons que le nombre de nos actifs visés par de telles règles continuera d'augmenter au fil du temps et pour l'ensemble de notre réseau. L'évolution de la réglementation pourrait se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation ou d'autres charges, ou encore par des dépenses en immobilisations plus élevées pour assurer le respect de nouveaux règlements ou de règlements plus stricts. Les rubriques suivantes qui portent sur les politiques territoriales existantes et les politiques prévues décrivent certaines des politiques existantes et prévues les plus pertinentes pour nos activités.

Politiques des autorités compétentes en vigueur

Canada

- *Gouvernement fédéral* : Le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils est entré en vigueur en janvier 2020. Ce règlement vise une réduction des émissions du secteur du pétrole et du gaz jusqu'à un niveau de 40 % à 45 % inférieur aux émissions de 2012 d'ici 2025. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont publié leurs propres règlements sur les émissions de méthane et ceux-ci remplacent la réglementation fédérale pour les actifs assujettis à la réglementation provinciale. Le règlement fédéral sur la réduction des émissions de méthane s'applique aux installations assujetties à la réglementation fédérale dans ces provinces. La conformité au règlement nécessitera des levés aux fins de la détection et du colmatage des fuites et une réduction des émissions rejetées à l'air libre par des équipements déterminés. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement pour le moment.
- *Gouvernement fédéral* : Le règlement sur le STFR fédéral impose une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établit des niveaux de référence fédéraux pour les émissions de GES de différents secteurs d'activité. Ce règlement s'applique à nos actifs situés au Manitoba. En raison du programme fédéral, nos actifs partout au Canada sont assujettis à une tarification du carbone et les coûts associés à ces programmes sont recouverts à même les droits. En 2024, le prix du carbone s'établissait à 80 \$ la tonne, et il doit actuellement augmenter de 15 \$ la tonne chaque année pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030.
- *Gouvernement fédéral* : Le 19 décembre 2024, ECCC a publié la version définitive du Règlement sur l'électricité propre (le « REP »), qui cible un réseau électrique carboneutre d'ici 2050. Le REP impose une limite annuelle d'émissions de GES fondée sur 65 tonnes de CO₂/GWh pour les centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles d'une capacité de 25 MW et plus à compter de 2035 et de 0 tonne de CO₂/GWh en 2050. En dépit des mesures limitées de souplesse en matière de conformité, des préoccupations subsistent quant à l'incidence que pourrait avoir le REP sur l'accès abordable et fiable à l'énergie dans certains territoires. Nous continuons d'évaluer l'incidence opérationnelle et financière sur notre parc de centrales de cogénération.
- *Colombie-Britannique* : En avril 2024, la Colombie-Britannique a instauré un STFR provincial en remplacement de la taxe sur le carbone afin de taxer les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles dans les installations industrielles. Le STFR de la Colombie-Britannique s'applique à nos actifs dans cette province, et nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits. Du fait de la mise en œuvre du STFR de la Colombie-Britannique, le programme d'incitatifs industriels CleanBC, qui offrait des remises sur la taxe carbone pour les installations industrielles, sera aboli progressivement à compter de 2025.

- *Alberta* : En Alberta, le règlement intitulé Technology Innovation and Emissions Reduction (« TIER ») est entré en vigueur en janvier 2020. Aux termes du règlement TIER, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Tous nos gazoducs ainsi que nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques en Alberta y sont assujettis au cadre réglementaire du système TIER. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs canadiens réglementés à même les droits. Une partie des coûts de conformité de nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.
- *Québec* : Le Québec a élaboré un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (la « WCI »). Au Québec, notre centrale de cogénération de Bécancour est assujettie à ce programme, tout comme les installations gazières du réseau principal au Canada et de TQM. Le gouvernement provincial attribue des droits d'émission gratuits à l'égard d'une partie des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences sont satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Pour les actifs gazières du réseau principal au Canada et de TQM au Québec, des instruments de conformité ont été achetés, ou le seront, afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI, et ces coûts liés à la conformité sont recouverts à même les droits.
- *Ontario* : Le STFR fédéral a été remplacé en Ontario, le 1^{er} janvier 2022, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario. Le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario s'applique aux activités du réseau principal au Canada en Ontario, et les coûts liés à ce programme seront recouverts à même les droits.
- *Saskatchewan* : Le STFR fédéral a été remplacé en Saskatchewan, le 1^{er} janvier 2023, par le programme des normes fondées sur le rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan pour les actifs du secteur du transport par pipeline. Ce programme s'applique aux activités du réseau principal au Canada et du réseau de Foothills en Saskatchewan, et les coûts liés à ce programme sont recouverts à même les droits.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le 2 décembre 2023, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« USEPA ») a publié une règle définitive qui vient modifier et compléter la série de règles « New Source Performance Standards – Subpart OOOO » sur les émissions de composés organiques volatils et de méthane pour le secteur pétrolier et gazier. La règle, appelée « règle sur le méthane », définit des normes de performance pour les sources créées, modifiées ou reconstruites après décembre 2022 (OOOOb) et établit des lignes directrices en matière d'émissions pour les sources qui existaient avant décembre 2022 (OOOOC). Aux termes de la section OOOOC, les États devront soumettre leurs plans pour se conformer aux lignes directrices en matière d'émissions pour les sources existantes à l'USEPA dans les 24 mois suivants la publication de la règle définitive, et les postes de compression existants devront se conformer aux nouvelles lignes directrices d'un État au plus tard 36 mois après le dépôt du plan de cet État auprès de l'USEPA. La règle sur le méthane prévoit des obligations de détection et de colmatage des fuites pour les composantes fugitives, une norme sur les régulateurs pneumatiques à émissions nulles, des limites d'émissions pour les compresseurs alternatifs et centrifuges, et un programme de rapports de tiers facilité par l'USEPA afin d'identifier les cas de décharge de gaz massive (programme des super émetteurs). Les normes OOOOb s'appliqueront à un nombre limité d'installations, et les coûts de conformité devraient dorénavant être intégrés dans les installations nouvelles et modifiées. Les normes OOOOC devraient s'appliquer à un plus grand nombre d'installations existantes, mais leurs répercussions seront assujetties aux exigences des projets de lignes directrices en matière d'émissions des États, lesquels sont à venir, et les dates butoirs pour la conformité varieront selon les États et/ou les régions.
- *Gouvernement fédéral* : Le plan « Good Neighbor » de l'USEPA, qui est entré en vigueur en août 2023, fixe de nouvelles limites pour les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) des moteurs à combustion interne alternatifs d'ici mai 2026. Cette règle pourrait coûter à TC Énergie plus de 500 millions de dollars US en mesures d'atténuation, mais des cours du circuit fédéral ont accepté de suspendre l'application de la règle dans 12 États, dont huit dans lesquels TC Énergie a des moteurs à combustion interne alternatifs visés, ce qui réduit ses obligations de conformité en attendant la conclusion de ces procédures. De plus, TC Énergie, entre autres sociétés semblables et groupes sectoriels, est partie à des procédures judiciaires en cours dans le circuit de D.C. Le 27 juin 2024, la Cour suprême a accordé une suspension d'urgence de la règle à l'échelle nationale pour la durée du litige en cours dans le circuit de D.C., et ce, jusqu'à ce que la Cour suprême règle les demandes de certiorari (le cas échéant). La cour du circuit de D.C. devrait rendre une décision définitive au deuxième semestre de 2025. Si la règle est finalement maintenue, on s'attend à ce que l'USEPA accorde à l'industrie un délai supplémentaire au-delà de son échéance de conformité du 1^{er} mai 2026 pour se conformer, mais elle n'est pas tenue de le faire.

- *Fédéral* : Le 6 mai 2024, l'USEPA a finalisé les modifications apportées au Greenhouse Gas Reporting Program (« GHGRP ») concernant la façon dont les sources de pétrole et de gaz comparent et déclarent leurs émissions de méthane (sous-partie W). La version définitive de la règle finalise les modifications précédemment proposées au GHGRP et établit également le mandat de l'USEPA, tel qu'il est défini dans la loi Inflation Reduction Act (« IRA »), de modifier la sous-partie W afin d'améliorer les estimations des émissions de méthane aux fins des frais pour émissions de déchets prévus par l'IRA pour l'exploitation du gaz naturel. L'USEPA n'a pas encore finalisé les modifications du GHGRP concernant la façon dont les sources de pétrole et de gaz se comparent et déclarent leur consommation d'énergie (sous-partie B) dans le cadre d'une règle définitive. La version définitive de la règle apporte divers changements qui ajouteraient de nouvelles sources à déclarer, modifieraient les méthodes de calcul et de déclaration et favoriseraient la collecte de données plus granulaires. La version définitive de la règle est toujours en cours d'évaluation, mais les changements méthodologiques pourraient entraîner des modifications importantes des émissions de TC Énergie déclarées publiquement.
- *Fédéral* : La loi IRA a été adoptée et promulguée en août 2022. La loi IRA ordonnait à l'USEPA de mettre en œuvre un programme de tarification du méthane brûlé d'ici 2024 en se fondant sur les émissions de GES rapportées à l'USEPA par application de la sous-section W de la règle 40 CFR 98. En réponse, le 8 novembre 2024, l'USEPA a finalisé une règle visant la mise en œuvre du programme de frais sur les émissions de méthane brûlé (Waste Emissions Charge, ou « WEC »). TC Énergie fait rapport en vertu de la sous-section W en ce qui concerne les segments de la compression pour le transport du gaz naturel, du stockage souterrain de gaz naturel et des gazoducs terrestres. Pour ces segments de marché, le programme WEC impose et prélève des frais sur les émissions de méthane qui dépassent 0,11 % du gaz naturel expédié pour la vente à partir de l'installation. Les frais proposés s'élèvent à 900 \$ US la tonne pour 2024, à 1 200 \$ US la tonne pour 2025 et à 1 500 \$ US la tonne pour les rapports de 2026 et par la suite. Selon une évaluation initiale, aucuns frais ne seraient été imposés à TC Énergie d'après les émissions de 2023. À plus long terme, la responsabilité éventuelle au titre du programme WEC devrait être faible, car les installations de gaz naturel aux États-Unis devraient devenir admissibles à une exemption réglementaire accordée en vertu de la conformité à la règle Methane Rule.
- *Californie* : Le 27 septembre 2024, la Californie a adopté le projet de loi SB-219, lequel modifie certaines parties des articles 38532 et 38533 du California Health and Safety Code qui avaient été établis dans les projets de loi précédents SB-253 et SB-261. Les projets de loi SB-253 et SB-261 exigent que les sociétés américaines ouvertes et fermées qui exercent certaines activités commerciales en Californie divulguent leurs émissions de GES et leurs risques financiers liés au climat, respectivement. Les entités qui entrent dans le champ d'application du projet de loi SB-261 doivent préparer un rapport sur les risques financiers liés aux changements climatiques et le mettre à la disposition du public sur leur site Web d'ici le 1^{er} janvier 2026. L'applicabilité à TC Énergie est en cours d'évaluation.
- *Californie* : Le California Air Resource Board a révisé le sous-article 13 des normes sur les émissions de gaz à effet de serre des installations de pétrole brut et de gaz naturel. Le règlement s'applique à trois installations de Tuscarora. Le règlement révisé exigeait un nouveau plan de surveillance de la détection et du colmatage des fuites d'ici le 1^{er} juillet 2024. Désormais, le règlement exige également la surveillance et la réparation des composants de 0,5 pouce et moins et comprend de nouvelles exigences pour les panaches détectés à distance.
- *Californie* : La Californie s'est aussi dotée d'un programme de plafonnement et d'échange des GES associé à celui du Québec par l'intermédiaire de la WCI. Toutes les installations de Tuscarora tombent sous le seuil de participation obligatoire au programme de plafonnement et d'échange des GES. Cependant, les activités de négociation d'électricité dans l'État déclenchent des seuils de conformité. Ces exigences sont satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires.
- *Pennsylvanie* : Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie s'est doté d'un programme de détection et de colmatage des fuites pour les nouvelles installations, selon lequel les fuites devront être colmatées dans les 15 jours suivant leur découverte.
- *Ohio* : En mars 2022, le département de la protection de l'environnement de l'Ohio (l'« OEPA ») a finalisé les exigences et les limites relatives aux technologies de contrôle raisonnablement disponibles (Reasonable Available Control Technologies ou « RACT ») pour les émissions de NO_x provenant de sources stationnaires dans la zone de non-conformité de Cleveland. Columbia Gas Transmission a quatre installations dans la zone de non-conformité de Cleveland, dont deux sont touchées par cette règle. Une étude sur les RACT a été soumise pour une des installations assujetties à la règle, décrivant les étapes à suivre et le coût pour l'installation des contrôles d'ici mars 2025 aux fins de la conformité à la règle. L'autre installation assujettie à la règle doit effectuer des mises au point annuelles pour être conforme.

- *Maryland* : En novembre 2020, le département de l'environnement du Maryland (« MDE ») a finalisé un programme de réglementation des émissions de méthane visant les installations gazières, nouvelles et existantes, qui comprend un programme de détection et de colmatage des fuites, des exigences de contrôle des émissions et d'information, ainsi qu'une obligation d'informer non seulement le MDE, mais aussi le public, de tout incident dépassant un seuil déterminé. Nous avons un poste de compression alimenté à l'électricité et les tronçons de pipelines qui s'y rattachent qui sont touchés par ce règlement.
- *Washington* : Vers la fin de 2022, le département de l'écologie de l'État de Washington a adopté le programme de plafonnement et d'investissement (Cap-and-Invest Program ou « CIP »), qui est entré en vigueur en janvier 2023 et qui crée un programme exhaustif fondé sur le marché visant à réduire la pollution par le carbone et à atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES établis par le parlement de l'État. Le CIP fixe une limite décroissante, ou un plafond, pour l'ensemble des émissions de carbone de l'État et oblige les entreprises à obtenir des quotas équivalant à leurs émissions de GES visées. Aux termes du CIP, les entreprises sont incitées à réduire leurs émissions pour éviter des coûts de conformité plus élevés, puisque le coût pour obtenir des quotas augmentera alors que la quantité de quotas disponibles diminuera au fil du temps. Trois postes de compression de GTN sont touchés, et les coûts liés au CIP sont principalement attribuables aux prévisions de débit et de consommation de carburant, de même qu'à la volatilité des prix sur le marché des quotas du CIP nouvellement établi. En tant que participant actif au marché des quotas du CIP, GTN a respecté sa première obligation de conformité de base pour 2023 et son obligation prévue pour 2024. Les importations d'électricité sont également visées par le CIP. Elles sont toutefois restées inférieures aux seuils de conformité en 2024.
- *New York* : Le 2 février 2022, le département de la conservation de l'environnement de New York (le « NY DEC ») a adopté la règle intitulée 6 NYCRR Part 203, "Oil and Natural Gas Sector", qui est entrée en vigueur le 3 mars 2022, et la première période de conformité a débuté le 1^{er} janvier 2023. La règle Part 203 réglemente les émissions de COV et de méthane du secteur pétrolier et gazier. Les exigences de conformité comprennent la détection des fuites et la réparation des puits de stockage exploités, des postes de compression ainsi que des compteurs et des détendeurs; les avis de purge; les rapports sur les activités de raclage; et un inventaire de référence de tous les actifs dans l'État de New York.
- *Michigan* : En avril 2023, le Department of Environment, Great Lakes, and Energy (« EGLE ») a publié ses exigences relatives aux RACT et ses limites d'émission définitives pour les principales sources fixes de COV dans des comtés particuliers de l'État (zone de non-conformité pour l'ozone de 2015). Plus précisément, les cuves de stockage de deux postes de compression d'ANR sont touchées par cette règle. Les futures cuves de stockage installées dans les postes de compression de comtés spécifiques de l'État pourraient nécessiter des contrôles supplémentaires en fonction de leur taille et de leur débit.

Mexique

- *Gouvernement fédéral* : La loi sur les changements climatiques généraux (General Climate Change Law ou « LGCC ») crée divers instruments de politique publique, dont le registre national des émissions et les règlements y afférents, qui permettent la compilation des renseignements sur les émissions de composés et les émissions de GES des différents secteurs productifs du pays. Selon la définition qu'en donne la LGCC, l'inventaire national des émissions est le document qui contient l'estimation des émissions anthropogéniques par les sources et de l'absorption par les puits au Mexique. L'objectif de la LGCC est de réduire les émissions à l'échelle nationale grâce à des politiques et à des programmes qui favorisent la transition vers une économie durable, compétitive et à plus faibles émissions de carbone, notamment des instruments de marché, des incitatifs et d'autres solutions qui améliorent le rapport coût-efficacité de mesures d'atténuation spécifiques, réduisent leurs coûts économiques et favorisent la compétitivité, le transfert technologique et la promotion du développement technologique. En vertu de cette loi, nous devons déclarer nos émissions de GES chaque année.
- *Gouvernement fédéral* : En 2018, le gouvernement du Mexique a publié un règlement qui établit des lignes directrices concernant la prévention et le contrôle des émissions de méthane du secteur des hydrocarbures. Les entreprises doivent établir un programme exhaustif de prévention et de contrôle des émissions de méthane (Program for the Comprehensive Prevention and Control of Methane Emissions ou « PPCIEM ») qui consiste notamment à répertorier les sources de méthane, à quantifier les émissions de référence et à estimer les réductions des émissions de GES attendues des activités de prévention et de contrôle des émissions. Aux termes de ce règlement, le PPCIEM, dans le cadre duquel les pratiques opérationnelles et technologiques sont adoptées, doit fixer un objectif de réduction de l'intensité des émissions de GES devant être atteint dans un délai d'au plus six années civiles à compter de la mise en place du PPCIEM. TC Énergie a élaboré et appliqué le PPCIEM à toutes ses installations au Mexique en 2020.

- *Gouvernement fédéral* : Le secrétariat de l'environnement et des ressources naturelles a publié une entente visant l'établissement graduel d'un système de commerce des émissions au Mexique et la conformité avec la LGCC. Il prend la forme d'un projet-pilote sur trois ans, de 2020 à 2022, qui permet au secrétariat de mettre à l'essai la conception et les règles du système ainsi que d'évaluer son fonctionnement, puis de proposer des ajustements en vue de la phase opérationnelle après 2022. Le système de suivi des droits d'émission est la plateforme électronique sur laquelle les droits d'émission et les crédits compensatoires sont émis, négociés et annulés, et par l'intermédiaire de laquelle les participants interagissent pour remplir leurs obligations. Elle est déjà officiellement établie, et il se peut que nous devions y participer en tant qu'entreprise si nous dépassons 100 kt de CO₂ émis dans l'un ou l'autre de nos réseaux. Cependant, à l'heure actuelle, tous nos réseaux au Mexique sont sous le seuil d'émission, de sorte que cet instrument n'a pas été utilisé.
- *Gouvernement fédéral* : L'organisme mexicain d'établissement des normes comptables et de durabilité (Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera y Sostenibilidad ou « CINIF ») a publié les normes mexicaines de durabilité (Normas de Información de Sostenibilidad ou « NIS ») applicables à toutes les entités à capital fermé qui présentent leurs états financiers en vertu des Normes mexicaines d'information financière. Selon les NIS, 30 indicateurs de durabilité portant sur des aspects environnementaux, sociaux et de gouvernance doivent être présentés pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2025. Ces exigences s'appliqueront à certaines entités mexicaines de TC Énergie.

Politiques à venir

Canada

- *Gouvernement fédéral* : ECCC s'est engagé à étoffer la réglementation actuelle portant sur la réduction des émissions de méthane et a publié en décembre 2023 un projet de modifications visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'au moins 75 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2030. Le projet de modifications établit une approche fondée sur les risques pour la détection et le colmatage des émissions fugitives, interdit toute mise à l'air sauf dans des cas précis et offre une approche de rechange fondée sur la performance qui fait appel à la surveillance continue. TC Énergie a relevé plusieurs éléments à améliorer et à clarifier. Nous avons participé au processus de consultation publique en 2024 et formulé des recommandations en collaboration avec les associations sectorielles. La réglementation actualisée devrait prendre effet le 1^{er} janvier 2027 et les exigences entreront en vigueur progressivement jusqu'en 2030. Nous continuerons de peaufiner nos stratégies de gestion des émissions internes et de mettre à jour nos plans de conformité pour les faire concorder avec les modifications réglementaires attendues.
- *Gouvernement fédéral* : Le 9 novembre 2024, ECCC a publié un projet de règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier. Le projet de règlement instaure un système de plafonnement et d'échange visant à réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, qui couvre les activités en amont et la production de GNL. La période de conformité initiale 2030-2032 limitera les émissions à 27 % sous les niveaux d'émissions de 2026, avec certaines mesures limitées de souplesse en matière de conformité. Le Canada serait le premier grand pays producteur de pétrole et de gaz à imposer de telles limites. Bien que les pipelines soient exclus du projet de règlement, il pourrait y avoir des effets en cascade et des conséquences inattendues sur nos activités. Le projet de règlement devrait être finalisé en 2025 et mis en œuvre progressivement entre 2026 et 2029. Nous continuons de suivre et d'évaluer le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC, selon ce que nous jugeons nécessaire.
- *Colombie-Britannique* : L'organisme de réglementation de l'énergie de la Colombie-Britannique met en œuvre des règlements modifiés à compter du 1^{er} janvier 2025 afin de réduire davantage les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier en amont de la province, à l'appui de la feuille de route CleanBC qui vise une réduction de 75 % d'ici 2030. Les modifications mettent à jour le règlement sur le forage et la production, le règlement sur les installations de traitement du pétrole et du gaz et le règlement sur les pipelines en vertu de la loi intitulée Energy Resource Activities Act. Ces modifications s'appliqueront aux activités de Coastal GasLink.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le Sénat des États-Unis a adopté la loi de réautorisation de la PHMSA, la loi PIPES de 2020. En vertu de cette loi, la PHMSA était tenue de promulguer des règlements sur la détection et la réparation des fuites dans les gazoducs. Le 4 mai 2023, la PHMSA a publié un avis de projet de réglementation visant à réglementer les émissions de méthane des gazoducs, nouveaux et existants, de transport, de distribution et de collecte de gaz ainsi que des installations souterraines de stockage et des installations de GNL. L'avis de la PHMSA prévoit une dispense limitée pour les postes de compression, reconnaissant les exigences du règlement sur le méthane de l'USEPA. Le coût de conformité découlant du projet de règlement de la PHMSA est conditionnel à la publication toujours attendue d'un règlement définitif, mais il devrait augmenter considérablement en raison des nouvelles exigences de surveillance et de réparation applicables à l'ensemble du réseau de

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

- **Gouvernement fédéral** : Le 22 novembre 2024, l'USEPA a proposé des modifications aux normes de performance pour les turbines à gaz fixes neuves, modifiées et reconstruites (en vertu de la sous-section KKKKa de la règle 40 CFR 60). Ces modifications visent à limiter les émissions des principaux polluants atmosphériques, en particulier les oxydes d'azote (NOx), en établissant des sous-catégories fondées sur la taille et en reconnaissant les distinctions entre les turbines fonctionnant à des charges ou à des facteurs de capacité variables. L'USEPA propose également que le meilleur système de réduction des émissions de NOX comprenne des contrôles de combustion avec réduction catalytique sélective (« RCS ») après combustion. Les incidences potentielles pour TC Énergie pourraient comprendre des coûts supplémentaires pour l'installation de la RCS et d'autres coûts accessoires pour la maintenance opérationnelle des nouvelles turbines à gaz qui fonctionnent à basse température et à haute utilisation. Toutefois, la règle proposée est toujours en cours d'évaluation, et il n'y a actuellement aucune date d'entrée en vigueur pour la règle proposée.
- **Michigan** : Le Department of Environment, Great Lakes, and Energy (« EGLE ») du Michigan évalue actuellement les exigences relatives aux RACT et les limites d'émission pour les principales sources fixes de NOx dans des comtés particuliers de l'État (zone de non-conformité pour l'ozone de 2015). Cela mènera à l'élaboration de lois et de règlements ayant une incidence sur TC Énergie par le truchement des installations d'ANR et de Great Lakes touchées au Michigan.
- **New York** : Le département de la conservation de l'environnement de New York et la New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) sont à mettre au point le programme de plafonnement et d'investissement de New York (NYCI), proposé en 2023, visant à répondre aux exigences de la loi Climate Act en matière de réduction des GES et de capitaux propres. Le programme NYCI devrait fixer un plafond annuel pour les émissions de GES autorisées dans l'État. La publication d'un projet de règlement était prévue pour le début de 2025, mais le 15 janvier 2025, le gouverneur Hochul de l'État de New York a annoncé une pause afin de permettre la collecte d'informations supplémentaires et une plus grande mobilisation, de sorte que la date de début de la conformité est inconnue à l'heure actuelle. Le programme NYCI risque d'avoir une incidence sur les actifs que TC Énergie détient ou exploite dans l'État de New York, incidence qui sera évaluée plus en détail après la publication du projet de règlement.
- **Oregon** : L'État a proposé de nouvelles règles pour son plan de protection du climat. La version précédente avait été invalidée par un tribunal d'État pour des raisons techniques. À l'instar de la règle précédente, le projet de libellé semble exclure les émissions de TC Énergie dans l'État, car il exempterait les « émissions provenant d'une source de contamination de l'air qui est détenue ou exploitée par un gazoduc interétatique et qui est exploitée en vertu d'un certificat de commodité et de nécessité publiques délivré par la Federal Energy Regulatory Commission ».

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

- **Gouvernement fédéral** : L'USEPA a présenté en 2021 un projet de règlement intitulé Alternate Polychlorinated Biphenyl (PCB) Extraction Methods and Amendments to PCB Cleanup and Disposal Regulations. Ce règlement traite d'une multitude de questions qui concernent les méthodes d'analyse en laboratoire, les options d'élimination fondées sur le rendement pour ce qui est des déchets résultant de l'assainissement des PCB et des situations d'urgence, entre autres. L'USEPA a finalisé le règlement en août 2023 et celui-ci est entré en vigueur le 26 février 2024. Nous continuerons d'évaluer l'incidence du règlement sur les projets futurs au cas par cas, et celle-ci dépendra des considérations propres au site et au projet et des travaux de remise en état pour chaque projet.

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

Autre réglementation sur la durabilité

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

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

Risques financiers

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

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

Risque de marché

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

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

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

Risque lié au prix des produits de base

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

- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel, nous concluons des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. Afin de gérer notre exposition au risque découlant de ces contrats, nous avons recours à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;
- pour ce qui est de notre entreprise de production d'électricité, nous gérons l'exposition aux fluctuations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures.

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

Risque de taux d'intérêt

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

Risque de change

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

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

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

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

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

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

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

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2024 et 2023, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit, à l'exception de la CFE, qui représentait environ 33 % de l'exposition brute. L'exposition brute correspond au montant non couvert des produits contractuels sur la durée des contrats, actualisé conformément au taux d'actualisation prévu par chaque contrat, selon le cas. À l'heure actuelle, il n'y a aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement de 22 millions de dollars avant impôts sur la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (recouvrement de 80 millions de dollars en 2023). Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2024 et 2023. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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

Risque d'illiquidité

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

Actions en justice

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice, procédures d'arbitrage et poursuites dans le cours normal des activités. Nous évaluons continuellement les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, afin de déterminer si elles répondent aux exigences en matière d'obligations d'information ou de comptabilisation d'une perte éventuelle. À l'exception des affaires décrites à la note 31 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés de 2024, la direction estime que leur règlement ultime n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société. Les affaires décrites à la note 31 « Engagements, éventualités et garanties » sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte qui n'a toutefois pas été jugé probable, et pour lesquelles une estimation raisonnable de la perte ne peut être formulée.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

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

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

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

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

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2024 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2024, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2024 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée à nos états financiers consolidés de 2024.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2024 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

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

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

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

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Se reporter à la note 2 « Conventions comptables » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

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

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

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

Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition effectué en 2023 relativement à l'unité d'exploitation Columbia, nous avons effectué une analyse des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et un multiple de la valeur finale faisant appel à des estimations et des jugements importants. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'était pas déprécié, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable était inférieur à 10 %. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Columbia.

En mars 2022, une perte de valeur a été comptabilisée au titre de l'excédent de la valeur comptable par rapport à la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future du solde résiduel de l'écart d'acquisition.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, nous avons évalué, au 31 décembre 2024, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, devraient être remboursés ou recouvrés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou 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)	2024	2023
Autres actifs à court terme	347	589
Autres actifs à long terme	122	155
Créditeurs et autres	(507)	(415)
Autres passifs à long terme	(209)	(106)
	(247)	223

Moment prévu du règlement des contrats - instruments dérivés

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

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

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2024	2023	2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latents au cours de l'exercice			
Produits de base	(71)	132	(11)
Change	(266)	246	(149)
Taux d'intérêt	(71)	—	—
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	199	192	46
Change	(152)	155	(2)
Taux d'intérêt	29	—	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice			
Produits de base	33	(2)	(73)
Taux d'intérêt	(52)	(43)	(3)

- 1 Les montants nets des gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains (pertes) réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus au poste « Gains (pertes) de change, montant net » de l'état consolidé des résultats. Les gains (pertes) réalisés et latents sur les dérivés sur taux d'intérêt sont inclus à leur montant net au poste « Intérêts débiteurs » à l'état consolidé des résultats.
- 2 En 2024, des gains latents de 6 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (néant en 2023 et 2022).

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2024 de la société.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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

Coastal GasLink LP

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

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

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

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

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova pour détenir le gazoduc Sur de Texas, dont nous sommes l'exploitant. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui portait intérêt à un taux variable et dont le solde de 1,2 milliard de dollars a été remboursé en totalité à l'échéance, le 15 mars 2022.

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

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars)	2024	2023	2022	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	—	—	19	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	—	(19)	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	—	(28)	(Gains) pertes de change, montant net
Gains de change ¹	—	—	28	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inklus dans le secteur Siège social.

2 Inklus dans le secteur Gazoducs - Mexique.

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

MODIFICATIONS COMPTABLES

Pour une description de nos principales conventions comptables et un résumé des modifications des conventions et des normes comptables ayant une incidence sur nos activités, il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » et à la note 3 « Modifications comptables » des états financiers consolidés de 2024 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteurs

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

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

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

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

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

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

Facteurs influant sur l'information financière par trimestres

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Se reporter la page 25 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

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

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

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

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

- un gain avant impôts de 572 millions de dollars (456 millions de dollars après impôts) sur la vente de PNGTS menée à terme le 15 août 2024;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 52 millions de dollars (52 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts) se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge avant impôts de 5 millions de dollars (3 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus.

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

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

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

- des gains de change latents nets avant impôts de 55 millions de dollars (55 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement de 21 millions de dollars avant impôts (15 millions de dollars après impôts) se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge avant impôts de 34 millions de dollars (26 millions de dollars après impôts) se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars (8 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus.

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

- un recouvrement d'impôts de 74 millions de dollars découlant de l'évaluation révisée de la provision pour moins-value et des pertes en capital non imposables relativement à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 55 millions de dollars (55 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- une charge avant impôts de 36 millions de dollars (25 millions de dollars après impôts) sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge avant impôts de 15 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus.

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

- une charge de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars (1 179 millions de dollars après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 18 millions de dollars (14 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus;
- des gains de change latents nets avant impôts de 20 millions de dollars (20 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 1 million de dollars (néant après impôts) sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

- une charge de dépréciation avant impôts de 843 millions de dollars (809 millions de dollars après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge avant impôts de 32 millions de dollars (25 millions de dollars après impôts) au titre des coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 9 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement avant impôts de 11 millions de dollars (8 millions de dollars après impôts) sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

- un recouvrement avant impôts de 104 millions de dollars (72 millions de dollars après impôts) sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de dépréciation avant impôts de 13 millions de dollars (29 millions de dollars après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2024

Résultats consolidés

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3 En 2023, TCPL et TGNH sont devenues parties à une facilité de crédit renouvelable non garantie. Le prêt et l'emprunt sont éliminés lors de la consolidation. Toutefois, en raison des différences de monnaies dans lesquelles chaque entité présente ses résultats financiers, le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion du prêt et de l'emprunt dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que ces montants ne reflètent pas de façon juste les montants qui seront réalisés au règlement, nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt ainsi que les gains et les pertes de change latents correspondants sur l'emprunt, déduction faite des participations sans contrôle.

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

5 En 2022, nous avons lancé le projet Focus, qui comporte des avantages sous forme de gains de sécurité, de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir. À compter de 2023, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles se rapportaient à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour un complément d'information.

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

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

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable — activités poursuivies

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

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024	2023 ¹
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies		
Gazoducs – Canada	851	1 034
Gazoducs – États-Unis	1 200	1 225
Gazoducs – Mexique	234	208
Énergie et solutions énergétiques	341	266
Siège social	(7)	(18)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 619	2 715
Amortissement	(639)	(632)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(836)	(777)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	233	132
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(44)	40
Intérêts créditeurs et autres	120	119
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(168)	(253)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(163)	(128)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(24)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	1 094	1 192
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	1,05 \$	1,15 \$

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

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies

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

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

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

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

Résultat comparable découlant des activités poursuivies

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

Le résultat comparable découlant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 décembre 2024 a été inférieur de 98 millions de dollars, soit 0,10 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2023. Cette diminution est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

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

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Une partie de l'exposition restante est gérée activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2024, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

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

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

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

Incidence du change liée aux gazoducs au Mexique

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

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à une charge d'impôts libellée en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent.

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

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

31 décembre 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91
31 décembre 2022	19,50

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

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2024	2023
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	30	(16)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(21)	64
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	27	(38)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	(3)	—
	33	10

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

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

Points saillants par secteurs

Gazoducs – Canada

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

Le bénéfice net du réseau de NGTL a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison des pertes au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL était exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoyait un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procurait au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous un seuil prédéterminé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

Le BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 183 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

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

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

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a diminué de 37 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comparativement à la période correspondante de 2023 et il tient compte des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

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

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

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

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

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 par rapport à celui de la période correspondante de 2023 et il tient compte d'un recouvrement latent de 3 millions de dollars (perte latente de 36 millions de dollars en 2023) lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2024 pour un complément d'information.

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

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

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

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

Énergie et solutions énergétiques

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

- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars se rapportant aux coûts d'aménagement engagés dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration à ce projet;
- notre quote-part des gains et des pertes latents de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire le risque lié aux prix des produits de base auquel nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 75 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2024 comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

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

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

Siège social

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

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

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

RÉSULTATS TRIMESTRIELS – ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Facteurs influant sur l'information financière par trimestres

Dans la section présentant les résultats trimestriels, nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR qui sont décrites à la page 25. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- une charge de 25 millions de dollars avant impôts (23 millions de dollars après impôts) découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- des coûts de préservation et autres coûts de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts) se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- des frais financiers de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts) liés à une charge découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures;
- un recouvrement de 4 millions de dollars avant impôts (18 millions de dollars après impôts) se rapportant à l'incidence nette d'un recouvrement d'impôt minimum aux États-Unis relativement à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 et à un gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL, contrebalancés en partie par les ajustements afférents à l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

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

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

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

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

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

- une charge de 62 millions de dollars avant impôts (48 millions de dollars après impôts) découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts (44 millions de dollars après impôts) et comprend des frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts);
- des coûts de préservation et autres coûts se rapportant aux actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars avant impôts (4 millions de dollars après impôts).

Résultats découlant des activités abandonnées

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

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

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

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

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

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

- 1 Les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.
- 2 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.
- 3 Il y a lieu de se reporter à la page 107 pour un complément d'information.

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable - activités abandonnées

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

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2023 ²
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	—	392
Amortissement	—	(85)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable ³	—	(63)
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ⁴	—	2
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable ⁵	—	(35)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	211
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	0,20 \$

- 1 Les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées depuis le 1^{er} octobre 2024. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.
- 2 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.
- 3 Compte non tenu des frais financiers de 5 millions de dollars avant impôts pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 liés à une charge découlant de la décision du juge administratif de la FERC afférente à Keystone relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures.
- 4 Compte non tenu des coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides de 10 millions de dollars avant impôts liés aux provisions d'assurance pour le trimestre clos le 31 décembre 2024.
- 5 Compte non tenu de l'incidence des impôts sur les postes particuliers susmentionnés et d'un recouvrement de 14 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2023 au titre de l'impôt minimum lié à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

BAIIA comparable et résultat comparable découlant des activités abandonnées

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

Glossaire

Unités de mesure

Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Moyenne des actifs en service, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
CALT	Compte d'ajustement à long terme
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
ESG	Questions environnementales, sociales et de gouvernance
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energía, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
IFRS S2	Normes IFRS S2, Informations à fournir en lien avec les changements climatiques.
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
REC	Régie de l'énergie du Canada
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SENER	Secretaría de Energía ou ministère de l'Énergie du Mexique
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (Ontario)
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TCFD	Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques
TNFD	Groupe de travail sur l'information financière liée à la nature
TSX	Bourse de Toronto