

TC Énergie présente de solides résultats d'exploitation et résultats financiers pour le troisième trimestre de 2024

Progrès considérables de Southeast Gateway vers son achèvement selon des dépenses estimatives en baisse de 11 % et se situant entre 3,9 et 4,1 milliards de dollars US

Perspectives en matière de dépenses en immobilisations nettes globales pour 2024 revues en baisse de 8 % et se situant entre 7,4 et 7,7 milliards de dollars grâce à l'exécution de projet et à l'optimisation

CALGARY (Alberta) – Le 7 novembre 2024 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le troisième trimestre. « Grâce au solide rendement des actifs soutenu par l'accent mis sur la sécurité et l'excellence opérationnelle, et illustrant la hausse du bénéfice sectoriel au cours des neuf premiers mois de 2024, nous prévoyons désormais que le BAIIA comparable¹ se situera dans la tranche supérieure de nos prévisions pour 2024 », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Notre projet de gazoduc Southeast Gateway au Mexique progresse rondement vers sa mise en service commerciale d'ici le milieu de l'an prochain au plus tard et nous prévoyons désormais que les dépenses en immobilisations associées au projet se situeront entre 3,9 et 4,1 milliards de dollars US, soit 11 % (point médian) sous l'estimation initiale des coûts de 4,5 milliards de dollars US. Grâce à notre efficacité dans l'exécution de projets, nous prévoyons que les dépenses en immobilisations nettes globales pour 2024 seront moins élevées d'environ 8 % (point médian) pour s'établir entre 7,4 et 7,7 milliards de dollars, ce qui renforcera encore davantage notre solidité et notre flexibilité financières. »

Points saillants

(Tous les montants sont non audités et en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Résultats financiers du troisième trimestre de 2024 :
 - résultat comparable¹ de 1,1 milliard de dollars, ou de 1,03 \$ par action ordinaire, comparativement à 1,0 milliard de dollars, ou 1,00 \$ par action ordinaire, en 2023 et bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,5 milliard de dollars, ou de 1,40 \$ par action ordinaire, comparativement à une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 0,2 milliard de dollars, ou une perte nette par action ordinaire de 0,19 \$, au troisième trimestre de 2023;
 - BAIIA comparable de 2,8 milliards de dollars contre 2,6 milliards de dollars en 2023, et bénéfice sectoriel de 2,6 milliards de dollars, contre 0,6 milliard de dollars pour le troisième trimestre de 2023.
- **BAIIA comparable prévu se situant dans le haut de la fourchette des perspectives et baisse des dépenses en immobilisations en 2024 :**
 - le **BAIIA comparable** devrait s'établir dans la tranche supérieure de notre fourchette de 11,2 à 11,5 milliards de dollars², ce qui, pour TC Énergie postérieurement à la scission (exclusion faite de l'apport des pipelines de liquides en 2024), équivaut à une fourchette de 9,9 à 10,1 milliards de dollars;
 - le **résultat comparable par action ordinaire** prévu correspond au montant indiqué dans notre rapport annuel de 2023;
 - les **dépenses en immobilisations** brutes devraient s'établir entre 8,1 et 8,4 milliards de dollars, ou entre 7,4 et 7,7 milliards de dollars sur une base nette après la prise en compte des participations sans contrôle, comparativement aux perspectives antérieures de 8,5 à 9,0 milliards de dollars ou de 8,0 à 8,5 milliards de dollars, respectivement.
- Réalisation fructueuse de la scission des activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») le 1^{er} octobre 2024.

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable et le résultat comparable par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR utilisées tout au long du présent communiqué de presse. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Le bénéfice sectoriel, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net par action ordinaire sont respectivement les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables. Le bénéfice sectoriel ne fait pas l'objet de prévisions. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse.

² Compte tenu de l'incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides.

- Réduction de l'encours de la dette à long terme d'environ 7,6 milliards de dollars en octobre 2024 au moyen du produit de l'émission de titres d'emprunt de South Bow Corporation et d'autres sources.
- Réduction du coût en capital estimatif du projet de gazoduc Southeast Gateway pour le ramener à une fourchette de 3,9 à 4,1 milliards de dollars US, en baisse par rapport à l'estimation initiale de 4,5 milliards de dollars US, la mise en service commerciale du projet étant prévue d'ici la mi-2025 au plus tard.
- Réception de l'approbation de la REC à l'égard du règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans pour le réseau de NGTL, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2025.
- Dépôt d'un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC par Columbia Gas pour demander une hausse des tarifs maximums de transport, qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} avril 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement.
- Réalisation de dessaisissements d'actifs d'environ 1,6 milliard de dollars depuis le début de l'exercice, y compris Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »), pour un produit avant impôt d'environ 1,1 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars US), lequel comprend la prise en charge par l'acquéreur de billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS, un apport de capitaux de 340 millions de dollars US par la CFE et une contrepartie hors trésorerie contre une participation de 13,01 % dans TGNH.
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,8225 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2024, ce qui reflète l'affectation proportionnelle à TC Énergie postérieurement à la scission.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires par action ordinaire – de base	1 457 1,40 \$	(197) (0,19) \$	3 623 3,49 \$	1 366 1,33 \$
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)				
Gazoducs – Canada	495	(799)	1 510	(782)
Gazoducs – États-Unis	1 330	782	3 135	2 576
Gazoducs – Mexique	237	210	715	646
Pipelines de liquides	240	253	826	702
Énergie et solutions énergétiques	354	234	826	741
Siège social	(37)	(36)	(121)	(74)
Total du bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 619	644	6 891	3 809
BAlIA comparable				
Gazoducs – Canada	845	781	2 537	2 301
Gazoducs – États-Unis	1 002	968	3 311	3 160
Gazoducs – Mexique	265	232	765	597
Pipelines de liquides	360	398	1 095	1 078
Énergie et solutions énergétiques	326	256	873	754
Siège social	(7)	(3)	(6)	(9)
BAlIA comparable	2 791	2 632	8 575	7 881
Amortissement	(713)	(690)	(2 149)	(2 061)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(836)	(865)	(2 516)	(2 413)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	210	164	551	443
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(33)	(25)	(41)	78
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	61	63	207	157
(Charge) recouvrement d'impôts inclus(e) dans le résultat comparable	(235)	(220)	(758)	(749)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable	(145)	(1)	(457)	(18)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(76)	(69)
Résultat comparable	1 074	1 035	3 336	3 249
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	3,21 \$	3,16 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 915	1 824	5 612	5 408
Fonds provenant de l'exploitation comparables ⁱ	1 915	1 755	6 225	5 575
Dépenses d'investissement ⁱⁱ	2 109	3 289	5 597	9 313
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(302)
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,96 \$	0,93 \$	2,88 \$	2,79 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 038	1 035	1 038	1 028
– émises et en circulation à la fin de la période	1 038	1 037	1 038	1 037

i Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée tout au long du présent communiqué de presse. Cette mesure n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation sont la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

ii 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. Se reporter à la note 4 « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Message du chef de la direction

Soutenue par l'électrification à grande échelle, la demande de gaz naturel et d'électricité fiable continue d'atteindre des sommets. Nos prévisions indiquent une augmentation de la demande de gaz naturel d'environ 40 Gpi³/j en Amérique du Nord d'ici 2035, en grande partie attribuable à la croissance de la demande de GNL et d'électricité dans les marchés essentiels desservis par nos actifs. Nous croyons que la vigueur de nos activités de base, conjuguée aux nombreuses possibilités et à une répartition rigoureuse du capital, nous permettra de dégager une solide croissance et une performance qui sera reproductible et comportera de faibles risques à long terme. L'attention que nous portons sans cesse à notre ensemble déterminé de priorités pour 2024, y compris la sécurité, l'excellence opérationnelle et l'exécution de projets, a donné lieu à d'excellents résultats d'exploitation et résultats financiers. Pour les neuf premiers mois de 2024, le BAIIA comparable a augmenté d'environ 9 % et le bénéfice sectoriel, d'environ 81 % par rapport aux neuf premiers mois de 2023.

Nous avons accompli des progrès soutenus en ce qui a trait à nos priorités pour 2024, notamment les jalons considérables franchis dans le cadre du projet de gazoduc Southeast Gateway, l'exécution de notre plan visant à atteindre un ratio dette-BAIIA³ de 4,75 fois d'ici la fin de l'exercice et la poursuite de l'optimisation de la valeur de nos actifs en finalisant avec succès la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une entité cotée en bourse distincte nommée South Bow Corporation. Compte tenu de la solide performance depuis le début de l'exercice et de la progression du bénéfice sectoriel, nous nous attendons désormais à ce que le BAIIA comparable¹ de 2024 se situe dans la tranche supérieure de notre fourchette de 11,2 à 11,5 milliards de dollars, ce qui, pour TC Énergie postérieurement à la scission (exclusion faite de l'apport des pipelines de liquides en 2024), équivaut à une fourchette de 9,9 à 10,1 milliards de dollars. De plus, nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations nettes pour 2024 seront d'environ 7,4 à 7,7 milliards de dollars, alors que nos perspectives précédentes étaient de 8,0 à 8,5 milliards de dollars, compte tenu des dépenses en immobilisations attribuables aux participations sans contrôle.

Les points saillants en matière d'exploitation comprennent les éléments suivants :

- Le secteur Gazoducs – Canada a effectué des livraisons moyennes de 22,2 Gpi³/j, en hausse de 2 % par rapport au troisième trimestre de 2023.
 - Les réceptions totales du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 13,9 Gpi³/j, ce qui est comparable au troisième trimestre de 2023.
 - Le secteur Gazoducs – Canada a établi un record absolu de livraisons d'électricité de 1,4 Gpi³ le 15 juillet 2024.
- Le secteur Gazoducs – États-Unis a généré des débits quotidiens moyens de 25,9 Gpi³/j, en hausse de 3 % par rapport au troisième trimestre de 2023.
 - Le secteur Gazoducs – États-Unis a réalisé son meilleur trimestre de livraisons moyennes aux centrales électriques, soit de 3,8 Gpi³/j, et il a continué d'effectuer des livraisons importantes aux installations de GNL s'élevant à 3,2 Gpi³/j.
- Le secteur Gazoducs – Mexique a atteint un débit moyen de 3,2 Gpi³/j.
 - Les livraisons aux installations de GNL ont débuté au cours du trimestre à l'étude.
- La fiabilité opérationnelle du réseau d'oléoducs Keystone a été de 95 % au cours du troisième trimestre de 2024.
- Bruce Power a atteint une capacité disponible de 98 % au troisième trimestre de 2024.
- Les centrales de cogénération ont atteint une capacité disponible de 85 % au troisième trimestre de 2024, compte tenu d'un arrêt d'exploitation prévu à la centrale de cogénération de MacKay River.

³ Le ratio dette-BAIIA est un ratio non conforme aux PCGR. Le montant ajusté de la dette et le BAIIA comparable ajusté sont des mesures conformes aux PCGR utilisées par calculer le ratio dette-BAIIA. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué de presse. Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés.

L'attention que nous accordons continuellement à **l'exécution de projets** entraîne des résultats significatifs. **Southeast Gateway** a continué de réaliser des progrès important en achevant les travaux mécaniques dans toutes les principales installations terrestres, y compris les canalisations terrestres, les deux stations de compression, un poste de comptage des livraisons à Paraiso et des tests hydrauliques sur environ 500 km de canalisations terrestres. Nous prévoyons terminer l'installation des canalisations en eau peu profonde restantes au quatrième trimestre de 2024 et nous visons toujours réaliser la mise en service commerciale d'ici la mi-2025 au plus tard. Grâce à notre solide exécution de projets, il est maintenant attendu que les dépenses en immobilisations du projet se situent entre 3,9 et 4,1 milliards de dollars US, alors que l'estimation initiale était de 4,5 milliards de dollars US. Le programme de remplacement des composants majeurs (« RCM ») du réacteur 3 de **Bruce Power** se poursuit selon le budget et l'échéancier, et le RCM du réacteur 4 devrait commencer au début de 2025. Depuis le début de l'exercice, des projets visant la capacité des gazoducs de 1,2 milliard de dollars ont été mis en service, et nous prévoyons toujours la mise en service de **projets d'environ 7 milliards de dollars** en 2024 et d'environ 8,5 milliards de dollars en 2025, y compris le projet de gazoduc Southeast Gateway.

Grâce à la vigueur constante de notre performance, à la révision à la baisse des perspectives en matière de dépenses en immobilisations, aux synergies réalisées au moyen de mesures d'efficacité et d'intégration et à la réduction de la dette à long terme d'environ 7,6 milliards de dollars au moyen du produit de la vente d'actifs de 1,6 milliard de dollars, de l'émission de titres d'emprunt par South Bow Corporation et d'autres sources, nous sommes sur la bonne voie en vue d'atteindre notre cible de fin d'exercice en matière de ratio dette-BAIIA de 4,75 fois. En outre, nous continuons de nous efforcer de respecter notre limite de dépenses en immobilisations nettes annuelles de 6 à 7 milliards de dollars, en privilégiant le bas de cette fourchette, en 2025 et par la suite. Cela permettra à TC Énergie de continuer de réaliser une croissance interne de son BAIIA comparable afin de soutenir l'atteinte de la cible de dividendes de 3 % à 5 %, ainsi que de réduire encore davantage sa dette au fil du temps.

Les **actifs purement gaziers et les infrastructures énergétique de TC Énergie** sont stratégiquement positionnés de manière à lui permettre de tirer parti des occasions qui découleront des vigoureuses tendances récurrentes en matière de demande, lui conférant une excellente vision en ce qui a trait aux possibilités d'investissement d'ici la fin de la décennie. Notre présence sur tout le continent et notre répartition rigoureuse du capital nous permettront d'évaluer un vaste bassin d'occasions et de choisir les projets qui génèrent la plus grande valeur.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 7 novembre 2024 à 6 h 30 (HNR) ou à 8 h 30 (HNE) pour discuter de nos résultats financiers du troisième trimestre de 2024 et des faits nouveaux au sein de la société. Les conférenciers comprendront François Poirier, président et chef de la direction, Sean O'Donnel, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction.

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le **1-844-763-8274 (Canada et États-Unis)** ou le **1-647-484-8814 (international)** au moins 15 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. Les participants peuvent également s'inscrire à l'avance en cliquant [ici](#). Une fois inscrits, vous recevrez une invitation par courriel contenant les informations nécessaires à l'accès ainsi qu'un NIP unique. Ce processus permet d'éviter de communiquer avec l'opérateur ainsi que le temps d'attente. L'inscription demeurera valide jusqu'à la fin de la conférence.

La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au [TC Energy — Events and presentations](#) ou à partir de l'URL suivante : <https://www.gowebcasting.com/13687>. Il sera possible d'accéder à un enregistrement de la webémission après la conférence.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HNE), le 14 novembre 2024. Il suffira de composer le 1-855-669-9658 (Canada et États-Unis) ou le 1-412-317-0088 (international), ainsi que le code d'accès 8801413#.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés condensés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sur le site Web de la société au www.TCEnergie.com; ces documents seront aussi déposés dès aujourd'hui sous le profil de TC Énergie dans SEDAR+ au www.sedarplus.ca et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au www.sec.gov.

À propos de TC Énergie

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

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

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective et il est assujéti à des risques et à des incertitudes importants ainsi que fondé sur certaines hypothèses clés. Les énoncés prospectifs s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre. L'information prospective contenue dans le présent document peut comprendre notamment des déclarations portant sur le progrès des projets Coastal GasLink et Southeast Gateway, y compris l'achèvement des travaux mécaniques, la construction des installations extracôtières et des points d'arrivée à terre, les dates de mise en service et les dépenses en immobilisations connexes attendues, sur les prévisions en matière de BAIIA comparable et de résultat comparable par action ordinaire et le ratio dette-BAIIA cible pour 2024 ainsi que les sources de ceux-ci, sur les attentes à l'égard du projet Cedar Link, y compris le financement de celui-ci, sur les attentes à l'égard de Bruce Power, sur la valeur approximative attendue des projets devant être mis en service en 2024 et en 2025, sur les attentes à l'égard de nos priorités stratégiques, y compris notre plan de croissance pluriannuel pour le réseau de NGTL ainsi que l'exécution de ce plan, sur nos engagements en matière de durabilité, sur nos attentes à l'égard de notre programme de sortie d'actifs, et sur nos perspectives en matière de dépenses en immobilisations nettes, y compris le calendrier de celles-ci. Nos énoncés prospectifs sont assujétiés à des risques et à des incertitudes importants et ils sont fondés sur des hypothèses clés. Les énoncés prospectifs et l'information financière prospective contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TC Énergie de l'information sur TC Énergie et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TC Énergie et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au

rapport trimestriel aux actionnaires et au rapport annuel de 2023 de la société les plus récents, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov, ainsi qu'à la rubrique sur l'information prospective contenue dans notre *Rapport sur la durabilité* et notre Plan de réduction des émissions de GES qui peuvent être consultés sur notre site Web au www.TCEnergie.com.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références aux mesures non conformes aux PCGR suivantes : le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables et les dépenses en immobilisations nettes. Il contient également des références au ratio dette-BAIIA, un ratio non conforme aux PCGR calculé au moyen du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté, qui sont des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées en ajustant certaines mesures conformes aux PCGR en fonction d'éléments particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne sont pas représentatives des activités sous-jacentes pendant la période visée. 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, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Il y a lieu de se reporter i) à chaque secteur d'activités pour obtenir un rapprochement du BAIIA comparable et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle); ii) à la rubrique « Résultats consolidés » pour obtenir un rapprochement du résultat comparable et du résultat comparable par action ordinaire et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice net par action ordinaire, respectivement; et iii) à la rubrique « Situation financière » pour obtenir un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation comparables et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du rapport de gestion de notre rapport trimestriel le plus récent pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le rapport de gestion est intégré par renvoi aux présentes et il en fait partie intégrante. Il est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR+ www.sedarplus.ca.

En ce qui a trait aux mesures non conformes aux PCGR utilisées dans le calcul du ratio dette-BAIIA, le montant ajusté de la dette correspond au total de la dette présenté, y compris les billets à payer, la dette à long terme, la tranche à court terme de la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, comme ils figurent dans notre bilan consolidé, plus les obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation comptabilisées dans notre bilan consolidé et 50 % des actions privilégiées présentées dans notre bilan consolidé en raison des caractéristiques semblables à celles d'emprunts des obligations contractuelles et financières s'y rattachant, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie présentés dans notre bilan consolidé et 50 % des billets subordonnés de rang inférieur présentés dans notre bilan consolidé en raison des caractéristiques semblables à celles de capitaux propres des obligations contractuelles et financières s'y rattachant. Le BAIIA comparable ajusté correspond au BAIIA comparable exclusion faite des coûts liés aux contrats de location-exploitation inscrits au poste « Coûts d'exploitation des centrales et autres » à l'état consolidé des résultats, et il est ajusté au titre de l'excédent des distributions reçues sur (le bénéfice) la perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation tels qu'ils sont présentés à l'état consolidé des flux de trésorerie, ce qui est, à notre avis, plus représentatif des flux de trésorerie à la disposition de TC Énergie pour le service de sa dette et de ses autres obligations à long terme. Nous sommes d'avis que le ratio dette-BAIIA fournit aux investisseurs de l'information utile car il indique notre capacité à assurer le service de notre dette et de nos autres obligations à long terme. Se reporter à la rubrique « Rapprochement » pour obtenir un rapprochement du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2023.

Rapprochement

Le tableau qui suit présente un rapprochement du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajustéⁱ :

(en millions de dollars canadiens)	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Total de la dette présenté	63 201	58 300
Ajustements de la direction :		
Traitement des actions privilégiées à titre d'emprunts ⁱⁱ	1 250	1 250
Traitement des billets subordonnés de rang inférieur à titre de capitaux propres ⁱⁱⁱ	(5 144)	(5 248)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 678)	(620)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	459	433
Montant ajusté de la dette	56 088	54 115
BAIIA comparable ^{iv}	10 988	9 901
Coûts liés aux contrats de location-exploitation	118	106
Excédent des distributions reçues sur (le bénéfice) la perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(123)	(29)
BAIIA comparable ajusté	10 983	9 978
Montant ajusté de la dette/BAIIA comparable ajustéⁱ	5,1	5,4

i Le montant ajusté de la dette et le BAIIA comparable ajusté sont des mesures conformes aux PCGR. Les calculs sont fondés sur la méthode établie par la direction. Les calculs des différentes agences de notation différeront.

ii Traitement à titre d'emprunt de 50 % des 2,5 milliards de dollars d'actions privilégiées au 31 décembre 2023.

iii Traitement à titre de capitaux propres de 50 % des 10,3 milliards de dollars de billets subordonnés de rang inférieur au 31 décembre 2023. Les billets libellés en dollars US ont été convertis au taux de 1,32 dollar CA/dollar US au 31 décembre 2023.

iv Le BAIIA comparable est une mesure conforme aux PCGR. Consulter les rubriques « Information prospective » et « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir un complément d'information.

Renseignements aux médias :

Relations avec les médias

media@tcenergy.com

403-920-7859 ou 800-608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

Gavin Wylie / Hunter Mau

investor_relations@tcenergy.com

403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2024

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice				
Produits	4 083	3 940	12 411	11 698
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
par action ordinaire – de base	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$
BAlIA comparable ¹	2 791	2 632	8 575	7 881
Résultat comparable	1 074	1 035	3 336	3 249
par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	3,21 \$	3,16 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 915	1 824	5 612	5 408
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 915	1 755	6 225	5 575
Dépenses d'investissement ²	2 109	3 289	5 597	9 313
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(302)
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,96 \$	0,93 \$	2,88 \$	2,79 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 038	1 035	1 038	1 028
– émises et en circulation à la fin de la période	1 038	1 037	1 038	1 037

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la rubrique « Résultats consolidés ».

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. Se reporter à la note 4 « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Rapport de gestion

Le 6 novembre 2024

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2023. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2023. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

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, y compris notre programme de sortie d'actifs;
- la croissance prévue des dividendes;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- l'intensité attendue de la demande énergétique;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels, y compris les coûts des mesures environnementales correctives;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport sur la durabilité et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

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

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2023.

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

Toute décision d'ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Nous effectuons des ajustements au titre des éléments particuliers suivants :

- les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- les provisions pour moins-value et les ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- les règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, les règlements dans le cadre de faillites et les autres règlements, y compris les règlements non récurrents avec des tiers;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition, d'intégration et de restructuration, y compris les coûts liés au projet Focus, à la scission et au transfert de la propriété du réseau de NGTL de Nova Gas Transmission Ltd. (« NGTL Ltd. ») à NGTL GP Ltd. (« NGTL GP »), au nom de NGTL Limited Partnership (« NGTL LP ») (le « transfert de la propriété du réseau de NGTL »);

- les ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques de Bruce Power et à ses fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des produits de base.

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

Au cours du troisième trimestre de 2023, nous avons annoncé notre intention de scinder la société en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité en procédant à la scission, qui a été menée à terme le 1^{er} octobre 2024. Une équipe chargée de la gestion de la scission a été mise sur pied afin d'assurer la coordination et la gouvernance entre les deux entités, ainsi que l'élaboration d'une convention de scission et d'une convention de services de transition. Les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent les coûts internes se rapportant à la scission, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit et les autres honoraires de consultation, ainsi que les charges financières nettes se rapportant aux titres d'emprunt émis et aux fonds entiercés, qui sont comptabilisés dans les résultats de nos secteurs Pipelines de liquides et Siège social. Ces éléments ont été exclus des mesures comparables puisque nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes courantes.

TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») et Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH ») sont 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.

En 2023, nous avons comptabilisé un montant au titre des coûts des mesures environnementales correctives se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Une tranche de ce produit d'assurance provient de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive, ce qui a eu une incidence sur le bénéfice net inscrit dans les résultats financiers consolidés de TC Énergie pour le deuxième trimestre de 2023. Ce montant a été exclu des mesures comparables puisqu'il ne reflète pas nos activités sous-jacentes courantes.

En 2022, TGNH et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. 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 condensé. Conformément aux exigences des 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. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent 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, nous avons exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables.

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

Mesure comparable	Mesure conforme aux PCGR
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	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
dépenses en immobilisations nettes	dépenses en immobilisations

Des rapprochements quantitatifs de nos mesures non conformes aux PCGR avec leurs mesures conformes aux PCGR comparables sont présentés tout au long du présent rapport de gestion.

BAIIA comparable et BAlI comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables » plus haut, exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le 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 à l'analyse de chaque secteur pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle).

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables » plus haut. 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 condensé des résultats, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire.

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées dans nos états financiers consolidés de 2023. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. 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 » plus haut. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Dépenses en immobilisations nettes

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

Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Gazoducs – Canada	495	(799)	1 510	(782)
Gazoducs – États-Unis	1 330	782	3 135	2 576
Gazoducs – Mexique	237	210	715	646
Pipelines de liquides	240	253	826	702
Énergie et solutions énergétiques	354	234	826	741
Siège social	(37)	(36)	(121)	(74)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	2 619	644	6 891	3 809
Intérêts débiteurs	(878)	(865)	(2 558)	(2 418)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	210	164	551	443
Gains (pertes) de change, montant net	(38)	(45)	(78)	231
Intérêts créditeurs et autres	89	63	235	121
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	2 002	(39)	5 041	2 186
(Charge) recouvrement d'impôts	(351)	(134)	(844)	(733)
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(168)	(1)	(498)	(18)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 483	(174)	3 699	1 435
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(76)	(69)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 1 654 millions de dollars, ou de 1,59 \$ par action ordinaire, et de 2 257 millions de dollars, ou de 2,16 \$ par action ordinaire, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux mêmes périodes en 2023. Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

Résultats de 2024

- un gain de 456 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, découlant de la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») finalisée le 15 août 2024;
- un gain de 63 millions de dollars après impôts, au deuxième trimestre de 2024, découlant de la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- une charge de 4 millions de dollars après impôts et un recouvrement de 13 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, 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 de 56 millions de dollars et de 95 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, découlant des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides dans le cadre de la scission;
- des coûts de 42 millions de dollars après impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL;

- une charge de 26 millions de dollars après impôts au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers au premier trimestre de 2024;
- une charge de 16 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, découlant de la cession d'actifs et des activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- une charge de 12 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, 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;
- une charge de 3 millions de dollars et de 11 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, se rapportant aux coûts liés au projet Focus;
- des pertes de change latentes nette de 52 millions de dollars et de néant après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite des participations sans contrôle.

Résultats de 2023

- une charge de dépréciation de 1 179 millions de dollars et de 2 017 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »);
- une charge de 48 millions de dollars après impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés au cours de périodes antérieures, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- une charge de 14 millions de dollars et de 39 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, se rapportant aux coûts liés au projet Focus;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance au deuxième trimestre de 2023 se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- une charge de 11 millions de dollars après impôts se rapportant aux coûts de scission de nos activités liées aux pipelines de liquides engagés au troisième trimestre de 2023 en lien avec la scission;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 2 millions de dollars et de 10 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023;
- des gains de change latents nets de 20 millions de dollars et de 11 millions de dollars après impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement de 80 millions de dollars après impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, 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.

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

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET (DE LA PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
Postes particuliers (après les impôts) :				
(Gain) perte sur la vente de PNGTS	(456)	—	(456)	—
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	—	(63)	—
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	—	(13)	(80)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	56	11	95	11
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	42	—
Règlement avec un tiers	—	—	26	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	16	—	16	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	12	—	12	48
Coûts liés au projet Focus	3	14	11	39
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	52	(20)	—	(11)
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	1 179	—	2 017
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	2	—	10
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(6)	6	(5)	—
Activités de gestion des risques ¹	(64)	40	48	(187)
Résultat comparable	1 074	1 035	3 336	3 249
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$
Postes particuliers (après les impôts) :				
(Gain) perte sur la vente de PNGTS	(0,44)	—	(0,44)	—
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	—	(0,06)	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	0,01	—	(0,01)	(0,08)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	0,05	0,01	0,09	0,01
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	0,04	—
Règlement avec un tiers	—	—	0,03	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	0,01	—	0,01	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	0,01	—	0,01	0,05
Coûts liés au projet Focus	—	0,01	0,01	0,04
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	0,05	(0,02)	—	(0,01)
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	1,14	—	1,96
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	0,03
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	—	0,01
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	0,01	—	—
Activités de gestion des risques	(0,06)	0,04	0,04	(0,18)
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	3,21 \$	3,16 \$

1 Activités de gestion des risques	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
(en millions de dollars)	2024	2023	2024	2023
Gazoducs – États-Unis	(13)	36	(76)	109
Pipelines de liquides	31	(59)	67	(54)
Installations énergétiques au Canada	7	(4)	67	(25)
Installations énergétiques aux États-Unis	3	4	(8)	5
Stockage de gaz naturel	33	12	(37)	73
Change	24	(40)	(78)	142
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(21)	11	17	(63)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	64	(40)	(48)	187

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	845	781	2 537	2 301
Gazoducs – États-Unis	1 002	968	3 311	3 160
Gazoducs – Mexique	265	232	765	597
Pipelines de liquides	360	398	1 095	1 078
Énergie et solutions énergétiques	326	256	873	754
Siège social	(7)	(3)	(6)	(9)
BAIIA comparable	2 791	2 632	8 575	7 881
Amortissement	(713)	(690)	(2 149)	(2 061)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(836)	(865)	(2 516)	(2 413)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	210	164	551	443
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(33)	(25)	(41)	78
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	61	63	207	157
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(235)	(220)	(758)	(749)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(145)	(1)	(457)	(18)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(76)	(69)
Résultat comparable	1 074	1 035	3 336	3 249
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	3,21 \$	3,16 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2024 et de 2023

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2024 a été supérieur de 159 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus importants de Bruce Power, en raison de l'accroissement de la production et du prix contractuel plus élevé, en partie contrebalancés par la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel pour les installations énergétiques au Canada et de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires;
- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs du réseau de NGTL et de Foothills;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice 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, ainsi que du résultat supplémentaire dégagé par le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes mis en service en août 2023;
- la progression du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, aux ventes contractuelles supplémentaires et à la quote-part du bénéfice plus élevée, 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;
- le BAIIA moins élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides, partiellement compensée par la hausse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a diminué de 2 millions de dollars US par rapport à celui de 2023 et il a été converti au taux de 1,36 en 2024, contre 1,34 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a été supérieur de 694 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et du résultat fondé sur les tarifs du réseau de NGTL et de Foothills;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique du fait surtout de la quote-part du bénéfice 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, ainsi que du résultat supplémentaire dégagé par le tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes mis en service au troisième trimestre de 2023;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus importants de Bruce Power, en raison du prix contractuel plus élevé et de l'accroissement de la production, en partie contrebalancés par la hausse des coûts d'exploitation et d'amortissement, à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et aux apports plus importants de nos activités de commercialisation aux États-Unis, en partie contrebalancés par la baisse des prix de l'électricité réalisés, compte tenu de la diminution des coûts en carburant sous forme de gaz naturel pour les installations énergétiques au Canada et de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis en raison du résultat supplémentaire tiré des projets mis en service, des ventes contractuelles supplémentaires et de la quote-part du bénéfice plus élevée, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation et la diminution du résultat suivant la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, partiellement contrée par la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides;

- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a augmenté de 204 millions de dollars US par rapport à celui de 2023; il a été converti au taux de 1,36 en 2024, contre 1,35 en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2024 et de 2023

Le résultat comparable a augmenté de 39 millions de dollars, ou de 0,03 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 comparativement à celui de la même période en 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison 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;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à l'augmentation du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, et à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, contrebalancées en partie par l'incidence de l'exposition au change au Mexique;
- l'incidence des activités de couverture menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos et les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses affectées au projet de gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par les projets mis en service;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable surtout à la diminution des emprunts à court terme et à la hausse des intérêts capitalisés, contrebalancées en partie par l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US et les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus.

Le résultat comparable a augmenté de 87 millions de dollars, ou de 0,05 \$ par action ordinaire, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 comparativement à celui de la même période en 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle principalement en raison de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et 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;
- l'incidence des activités de couverture menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique, ce qui a été contré en partie par la réévaluation en dollars US de nos passifs monétaires nets libellés en pesos, par les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et par le gain net réalisé sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US, contrebalancées en partie par la diminution des emprunts à court terme et la hausse des intérêts capitalisés;
- la hausse de la charge d'amortissement par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets ainsi que des acquisitions des parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») en 2023;

- la charge d'impôts plus élevée attribuable surtout à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et à l'augmentation du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, contrebalancées essentiellement par l'incidence de l'exposition au change au Mexique et la baisse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses affectées au projet de gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par les projets mis en service;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2023.

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

Dans l'ensemble, les perspectives relatives à notre BAIIA comparable et à notre résultat comparable par action ordinaire pour 2024 demeurent conformes à celles énoncées dans notre rapport annuel de 2023 et elles tiennent compte désormais de l'incidence de la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une entité cotée en bourse distincte.

Nous continuons de surveiller les développements visant les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires afin de détecter toute conséquence éventuelle sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action ordinaire pour 2024.

Dépenses en immobilisations consolidées

Le total de nos dépenses en immobilisations pour 2024 devrait être inférieur à la fourchette présentée dans notre rapport annuel de 2023 en raison de la progression de notre programme d'investissement et de l'accent constamment mis sur l'optimisation des coûts. Nous devrions engager des dépenses en immobilisations brutes se situant entre 8,1 et 8,4 milliards de dollars, avant les ajustements au titre des participations sans contrôle. Nous prévoyons que nos dépenses en immobilisations nettes se chiffreront entre 7,4 et 7,7 milliards de dollars en 2024, après la prise en compte des dépenses en immobilisations attribuables aux participations sans contrôle des entités sur lesquelles nous exerçons un contrôle.

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 qui devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets devraient contribuer à nous rapprocher de notre objectif de réduire notre propre empreinte carbone et celle de nos clients.

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

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

Par suite de la scission, les capitaux engagés afférents aux activités liées aux pipelines de liquides sont, depuis le 1^{er} octobre 2024, du ressort de South Bow Corporation (« South Bow ») et ils seront retirés du carnet de projets garantis pour les périodes de présentation ultérieures. Au 30 septembre 2024, notre programme d'investissement se rapportant à nos activités liées aux pipelines de liquides atteignait environ 0,5 milliard de dollars.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, nous avons mis en service des projets visant la capacité des gazoducs totalisant environ 1,2 milliard de dollars dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,6 milliard de dollars.

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

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes les unités d'exploitation, tel qu'il est indiqué dans notre rapport annuel 2023. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Bien que chaque unité d'exploitation comporte aussi des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels porteront ses activités d'expansion continue, de nouvelles possibilités seront envisagées par l'entremise de notre cadre de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis plus bas. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des mises à jour sur nos projets garantis et nos projets en cours d'aménagement.

Projets garantis

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

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 30 septembre 2024
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL	2024	0,7	0,6
	2025	0,1	—
	2026+	1,0	0,1
Gazoduc Coastal GasLink ^{1,2}	2024/2028	5,5	4,8
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,3	0,5
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation et autres ³	2024-2026	1,5 US	1,1 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,3 US	0,4 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	—
Autres investissements	2024-2028	1,5 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2024-2026	2,5 US	0,7 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁵	—	0,4 US	0,3 US
Southeast Gateway	2025	4,0 US	3,5 US
Pipelines de liquides			
Projet de raccordement Blackrod	2026	0,3	0,1
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2024-2026	0,2	0,1
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	0,8
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 4	2028	0,9	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁶	2024-2027	1,8	0,9
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁷	2024-2026	0,5	0,1
		26,9	14,9
Incidence du change sur les projets garantis ⁸		4,4	2,3
Total des projets garantis (en dollars CA)		31,3	17,2

- Les travaux mécaniques ont été achevés en novembre 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LNG Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gazoducs – Canada » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.
- Le coût estimatif du projet représente notre quote-part des apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, dont environ 50 millions de dollars pour le projet Cedar Link.
- Comprend 100 % des dépenses en immobilisations liées à notre programme de modernisation à Columbia Gas ainsi qu'à un grand nombre de projets de maintenance dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière et du moment des recouvrements réglementaires.
- 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 « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.
- 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 « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.
- 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.
- Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques et à d'autres actifs.
- Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,35 au 30 septembre 2024.

Gazoducs – Canada

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).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Réseau de NGTL	598	546	1 797	1 621
Réseau principal au Canada	193	199	576	578
Autres gazoducs au Canada ¹	54	36	164	102
BAIIA comparable	845	781	2 537	2 301
Amortissement	(350)	(336)	(1 037)	(983)
BAII comparable	495	445	1 500	1 318
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	—	—	10	—
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	(1 244)	—	(2 100)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	495	(799)	1 510	(782)

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 Trans Québec & Maritimes (« TQM ») et de Coastal GasLink, de même que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires liés à nos gazoducs au Canada.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 s'est élevé à 495 millions de dollars, en regard de pertes sectorielles de 799 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'est chiffré à 1 510 millions de dollars, comparativement à des pertes sectorielles de 782 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Ces montants comprennent 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'un actif secondaire au deuxième trimestre de 2024;
- une charge de dépréciation de 1 244 millions de dollars et de 2 100 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, 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 6 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés condensés 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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	193	191	585	572
Réseau principal au Canada	61	58	176	169
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			19 342	18 843
Réseau principal au Canada			3 664	3 685

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 2 millions de dollars et de 13 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil précisé ainsi qu'un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 a augmenté de 3 millions de dollars et de 7 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement portant sur le réseau principal pour la période de 2021 à 2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur le 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 a augmenté de 64 millions de dollars et de 236 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. La variation résulte 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.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 14 millions de dollars et de 54 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, reflétant surtout l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous 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).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Columbia Gas ¹	372	359	1 176	1 113
ANR	138	147	464	473
Columbia Gulf ¹	57	49	178	157
Great Lakes	38	38	148	123
GTN	44	54	138	154
Portland ^{1, 2}	14	23	66	77
Autres gazoducs aux États-Unis ³	71	52	265	251
BAIIA comparable	734	722	2 435	2 348
Amortissement	(169)	(167)	(522)	(516)
BAII comparable	565	555	1 913	1 832
Incidence du change	206	191	688	635
BAII comparable (en dollars CA)	771	746	2 601	2 467
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente de PNGTS	572	—	572	—
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	—	—	38	—
Activités de gestion des risques	(13)	36	(76)	109
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	1 330	782	3 135	2 576

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

2 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » 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 a augmenté de 548 millions de dollars et de 559 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. 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;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

L'appréciation du dollar US au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 12 millions de dollars US et de 87 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de l'effet net des éléments 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 d'Iroquois et 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, ainsi qu'à la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service;
- la diminution du résultat par suite de la vente de PNGTS finalisée le 15 août 2024.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 2 millions de dollars US et de 6 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison des nouveaux projets mis en service.

Gazoducs – Mexique

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).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
TGNH ^{1,2}	62	58	186	171
Topolobampo	40	40	118	119
Guadalajara	14	16	44	49
Mazatlán	17	21	51	54
Sur de Texas ³	62	38	164	50
BAIIA comparable	195	173	563	443
Amortissement	(17)	(17)	(51)	(50)
BAII comparable	178	156	512	393
Incidence du change	64	53	184	137
BAII comparable (en dollars CA)	242	209	696	530
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	(5)	1	19	116
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	237	210	715	646

1 TGNH 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 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 a augmenté de 27 millions de dollars et de 69 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023 et il comprend une perte latente de 5 millions de dollars et un recouvrement latent de 19 millions de dollars, respectivement (recouvrement de 1 million de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, 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 de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique libellées en dollars US comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 22 millions de dollars US et de 120 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023 par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice, principalement attribuable 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. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer l'exposition libellée en pesos, dont l'incidence est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net dans l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information;
- le résultat supérieur de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au troisième trimestre de 2023.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 est demeuré généralement stable par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Réseau d'oléoducs Keystone	344	379	1 048	1 028
Pipelines en Alberta ¹	18	18	52	53
Autres	(2)	1	(5)	(3)
BAIIA comparable	360	398	1 095	1 078
Amortissement	(87)	(83)	(258)	(252)
BAIL comparable	273	315	837	826
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(28)	—	(42)	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	(21)	—	(21)	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	(15)	—	(15)	(57)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(3)	—	(13)
Activités de gestion des risques	31	(59)	67	(54)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	240	253	826	702
BAIIA comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	100	97	294	282
Dollars US	190	226	589	592
Incidence du change	70	75	212	204
BAIIA comparable	360	398	1 095	1 078

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a diminué de 13 millions de dollars et augmenté de 124 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- une charge de 28 millions de dollars et de 42 millions de dollars avant impôts engagée au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (néant en 2023) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge de 21 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, 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, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, (néant et 57 millions de dollars, respectivement, en 2023) 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;
- des coûts de préservation et autres coûts de 3 millions de dollars et de 13 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, se rapportant à la préservation et au stockage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport aux périodes correspondantes de 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides a diminué de 38 millions de dollars et augmenté de 17 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides, en raison du commencement de l'acheminement de la capacité de sortie supplémentaire à partir du BSOC;
- la diminution des volumes non visés par des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone au cours du troisième trimestre de 2024 par rapport à la période correspondante de 2023;
- l'augmentation des volumes non visés par des contrats au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 par rapport à la période correspondante de 2023 en raison des répercussions sur la capacité de l'incident survenu à la borne kilométrique 14 en 2023;
- le débit plus élevé sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone découlant de la hausse des volumes contractuels.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars et de 6 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, ce qui est attribuable principalement au raffermissement du dollar américain.

Énergie et solutions énergétiques

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).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bruce Power ¹	282	178	613	512
Installations énergétiques au Canada	51	74	219	256
Stockage de gaz naturel et autres ²	(7)	4	41	(14)
BAIIA comparable	326	256	873	754
Amortissement	(22)	(26)	(75)	(66)
BAII comparable	304	230	798	688
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	7	(8)	6	—
Activités de gestion des risques	43	12	22	53
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	354	234	826	741

1 Représente notre quote-part du bénéfice provenant de Bruce Power.

2 Ces données comprennent nos participations sans contrôle dans des parcs éoliens au Texas, qui se composent 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 120 millions de dollars et de 85 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- 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.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 70 millions de dollars et de 119 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des apports de Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé et de l'accroissement de la production, 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, partiellement neutralisée par les apports à la hausse des activités de négociation au deuxième trimestre de 2024;
- la diminution du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres, pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, attribuable essentiellement à la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires. Les résultats financiers plus élevés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 témoignent de l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et de l'apport plus important de nos activités de commercialisation aux États-Unis, contrebalancés en partie par la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, suivant la révision des hypothèses formulées concernant la durée de vie utile de nos parcs éoliens au Texas en 2024 et a augmenté de 9 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de l'acquisition des parcs éoliens au Texas au premier semestre de 2023.

BRUCE POWER

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits ¹	608	474	1 620	1 453
Charges d'exploitation	(233)	(211)	(730)	(686)
Amortissement et autres	(93)	(85)	(277)	(255)
BAIIA comparable et BAII comparable²	282	178	613	512
Bruce Power – données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	98 %	94 %	89 %	94 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	—	15	160	28
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	8	9	29	47
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	5 926	5 060	16 152	15 301
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	102 \$	92 \$	100 \$	94 \$

- Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE, le cas échéant.
- 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.
- Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.
- Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP.
- Les volumes des ventes incluent la production réputée, selon le cas.
- 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 à Bruce Power pour 2024, exclusion faite du programme de RCM, ont été réalisés au deuxième trimestre.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable du secteur Siège social (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
BAIIA comparable et BAII comparable	(7)	(3)	(6)	(9)
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(25)	(15)	(56)	(15)
Règlement avec un tiers	—	—	(34)	—
Coûts liés au projet Focus	(5)	(18)	(15)	(50)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	(10)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(37)	(36)	(121)	(74)

La perte sectorielle du secteur Siège social est demeurée stable pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, alors qu'elle a augmenté de 47 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La perte sectorielle du secteur Siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 25 millions de dollars et de 56 millions de dollars avant impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (15 millions de dollars et 15 millions de dollars, respectivement, en 2023) au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) avant impôts pour le premier trimestre de 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge de 5 millions de dollars et de 15 millions de dollars avant impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (18 millions de dollars et 50 millions de dollars, respectivement, en 2023), au titre des coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Siège social » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une charge de 10 millions de dollars avant impôts pour le deuxième trimestre de 2024 au titre du transfert de la propriété du réseau de NGTL. Se reporter à la rubrique « Siège social » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable du secteur Siège social ont diminué de 4 millions de dollars et augmenté de 3 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement des frais judiciaires plus élevés en 2024 contrés en partie par des remboursements d'impôts étatiques aux États-Unis au deuxième trimestre de 2024.

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(211)	(227)	(656)	(668)
Libellés en dollars US	(471)	(458)	(1 415)	(1 219)
Incidence du change	(172)	(157)	(510)	(421)
	(854)	(842)	(2 581)	(2 308)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(48)	(76)	(135)	(230)
Intérêts capitalisés	66	53	200	125
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(836)	(865)	(2 516)	(2 413)
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	(42)	—	(42)	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	—	—	—	(5)
Intérêts débiteurs	(878)	(865)	(2 558)	(2 418)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 13 millions de dollars et de 140 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023 et ils comprennent les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- des coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides de 42 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, au titre des intérêts débiteurs en lien avec l'émission de titres d'emprunt de South Bow le 28 août 2024;
- des frais financiers de 5 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont diminué de 29 millions de dollars et augmenté de 103 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la diminution des emprunts à court terme;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Libellée en dollars CA	8	28	25	81
Libellée en dollars US	149	102	387	269
Incidence du change	53	34	139	93
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	210	164	551	443

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 46 millions de dollars et de 108 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par les projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service en 2023. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable aux dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway, contrebalancées en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux actifs du projet de gazoduc Tula en construction en raison du retard dans l'obtention d'une décision d'investissement finale ainsi que par la mise en service du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes en août 2023.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(33)	(25)	(41)	78
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	(29)	20	41	11
Activités de gestion des risques	24	(40)	(78)	142
Gains (pertes) de change, montant net	(38)	(45)	(78)	231

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 38 millions de dollars et à 78 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement à des pertes de change nettes de 45 millions de dollars et des gains de change nets de 231 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2023. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul du montant net des gains (pertes) de change pris en compte dans le résultat comparable :

- les gains et les pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- 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 à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Les pertes de change nettes incluses dans le résultat comparable ont été de 33 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à 25 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Cette variation est principalement attribuable à l'effet net des éléments suivants :

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

Les pertes de change nettes incluses dans le résultat comparable se sont chiffrées à 41 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à des gains de change nets de 78 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. Ces variations sont principalement attribuables à l'effet net des éléments suivants :

- les pertes réalisées en 2024 comparativement aux gains réalisés en 2023 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition au risque de change relatif aux passifs nets au Mexique;
- 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;
- les pertes nettes réalisées moins élevées sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- un gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 sur le remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	61	63	207	157
Postes particuliers :				
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	28	—	28	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	(36)
Intérêts créditeurs et autres	89	63	235	121

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 26 millions de dollars et de 114 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul des intérêts créditeurs et autres pris en compte dans le résultat comparable :

- les intérêts créditeurs de 28 millions de dollars avant impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, sur le produit tiré de l'émission des titres d'emprunt de South Bow le 28 août 2024, les fonds ayant été entiers;
- une charge d'assurance de 36 millions de dollars après impôts comptabilisée au deuxième trimestre de 2023 au titre de l'incident survenu à la borne kilométrique 14.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 2 millions de dollars et augmenté de 50 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, 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.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(235)	(220)	(758)	(749)
Postes particuliers :				
Gain (perte) sur la vente de PNGTS	(116)	—	(116)	—
Gain (perte) 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	1	(1)	(6)	(36)
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides	11	4	17	4
Coûts de transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	(32)	—
Règlement avec un tiers	—	—	8	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	5	—	5	—
Décisions réglementaires relatives à Keystone	3	—	3	14
Coûts liés au projet Focus	2	4	4	11
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink	—	65	—	83
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	1	—	3
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(1)	2	(1)	—
Activités de gestion des risques	(21)	11	17	(63)
(Charge) recouvrement d'impôts	(351)	(134)	(844)	(733)

La charge d'impôts a augmenté de 217 millions de dollars et de 111 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023. L'incidence fiscale sur les postes particuliers auxquels il est fait référence dans le présent rapport de gestion a été exclue de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 comparativement à la période correspondante de 2023, principalement du fait de la hausse du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, et de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers, contrebalancées en partie par l'incidence de notre exposition au change au Mexique.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 9 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 comparativement à la période correspondante de 2023, principalement du fait de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et de la hausse du résultat, déduction faite des participations sans contrôle, contrebalancées en grande partie par l'incidence de notre exposition au change au Mexique et la diminution des impôts sur le bénéfice transférables.

(BÉNÉFICE NET) PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 30 septembre 2024	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2024	2023	2024	2023
Columbia Gas et Columbia Gulf	40,0 %	(126)	—	(416)	—
Portland Natural Gas Transmission System ¹	—	(7)	(9)	(30)	(30)
Parcs éoliens au Texas ²	—	9	8	20	12
TGNH ³	13,01 %	(21)	—	(31)	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(145)	(1)	(457)	(18)
Poste particulier :					
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	13,01 %	(23)	—	(41)	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(168)	(1)	(498)	(18)

1 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

2 Des investisseurs en avantages fiscaux détiennent 100 % des participations de catégorie A, auxquelles un pourcentage des bénéfices, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué. Nous détenons 100 % des participations de catégorie B.

3 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 « Gazoducs – Mexique » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 167 millions de dollars et de 480 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 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 144 millions de dollars et de 439 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 par rapport aux périodes correspondantes de 2023, principalement du fait de la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners au quatrième trimestre de 2023 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE, menée à terme au deuxième trimestre de 2024.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(76)	(69)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 3 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comparativement aux périodes correspondantes de 2023, principalement par suite du rajustement du taux des dividendes sur les actions privilégiées de série 7 le 30 avril 2024.

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, se répercute aussi sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour une partie de l'exposition résiduelle, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, après la prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

ÉLÉMENTS DES PRODUITS ET CHARGES LIBELLÉS EN DOLLARS US, AVANT IMPÔTS

(en millions de dollars US)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	734	722	2 435	2 348
Gazoducs au Mexique	195	173	563	443
Pipelines de liquides	190	226	589	592
	1 119	1 121	3 587	3 383
Amortissement	(235)	(233)	(721)	(713)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(471)	(458)	(1 415)	(1 219)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	149	102	387	269
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(118)	(20)	(356)	(64)
	444	512	1 482	1 656
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,36	1,34	1,36	1,35

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX GAZODUCS AU MEXIQUE

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable, puisqu'une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs 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 condensé 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 condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour plus de précisions à ce sujet.

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

30 septembre 2024	19,70
30 septembre 2023	17,42
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 :

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	40	7	85	(67)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(31)	(12)	(32)	160
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	43	18	83	(95)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable ²	(4)	—	(8)	—
	48	13	128	(2)

- 1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.
- 2 Représente la portion attribuable aux participations sans contrôle relative à TGNH. Se reporter à la rubrique « Siège social » pour un complément d'information.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Réseau de NGTL

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,5 milliard de dollars.

Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

Le programme d'expansion du réseau intrabassin de NGTL comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression et il est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans. 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 le règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans, qui prendra effet le 1^{er} janvier 2025.

Le règlement 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 d'un nouveau plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel devrait accroître le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi³/j.

Le 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'ajoutent un incitatif permettant au réseau de NGTL de saisir l'occasion d'augmenter davantage les taux d'amortissement si les tarifs sont inférieurs aux seuils précisés ou que des projets de croissance sont entrepris. Le règlement prévoit un nouveau mécanisme incitatif visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, qui s'appuie sur le mécanisme incitatif relatif à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec nos clients. Le règlement 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

Le 30 juillet 2024, nous avons annoncé la conclusion d'une convention visant la vente d'une participation minoritaire 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, à un prix d'achat brut de 1,0 milliard de dollars.

Le 10 septembre 2024, nous avons annoncé que la transaction d'acquisition de la participation était retardée en raison d'un problème lié à la structure de la transaction relevé au sein de NGTL. Nous fournirons davantage de renseignements si une transaction modifiée est conclue entre les parties.

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

Les travaux de remise en état postérieurs à la construction sont toujours en cours et devraient se poursuivre en 2025. Le projet progresse selon le coût estimé d'environ 14,5 milliards de dollars. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux de mise en service seront terminés à l'usine de LGN Canada et qu'un avis de LGN Canada aura été reçu.

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, dont SA Energy Group, 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 consulter la note 15 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés condensés 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 swaps de taux d'intérêt associés à la couverture du risque de taux d'intérêt sous-jacent.

Cedar Link

En juin 2024, Coastal GasLink LP a approuvé le projet Cedar Link suivant l'annonce par les coentrepreneurs dans Cedar Link, soit la nation Haisla et Pembina Pipeline Corporation, d'une décision d'investissement finale favorable afférente à la construction du projet Cedar LNG, 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 LNG Canada 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 les paiements en trésorerie relatifs à la provision pour les fonds utilisés pendant la construction 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. Nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres requis pour financer le projet Cedar Link se chiffrera à environ 50 millions de dollars. 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'usine de Cedar LNG.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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 L.P. (« 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 le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 essentiel. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » de nos états financiers consolidés condensés 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.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, et 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. La construction du projet se poursuit, et l'installation des canalisations en eau peu profonde restantes et la construction des points d'arrivée à terre devraient se terminer au quatrième trimestre de 2024. Le projet est en bonne voie de franchir l'étape de la mise en service commerciale au plus tard à la mi-2025, et son coût estimé actuel est d'environ 4,0 milliards de dollars US, ce qui est inférieur au coût estimé initial de 4,5 milliards de dollars US.

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 relatives aux parties prenantes. En outre, nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future. En raison du délai dans l'obtention de cette décision, 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.

Conformément aux modalités de notre alliance stratégique, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % dans TGNH 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 % au moment de 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. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

PIPELINES DE LIQUIDES

Scission de nos activités liées aux pipelines de liquides

Le 1^{er} octobre 2024, nous avons finalisé la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une entité cotée en bourse distincte nommée South Bow Corporation. Les actionnaires ordinaires de TC Énergie ont conservé leur participation dans TC Énergie et reçu 0,2 action ordinaire de South Bow pour chaque action ordinaire de TC Énergie détenue. 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. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Nous avons engagé des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 67 millions de dollars (56 millions de dollars après impôts) et de 112 millions de dollars (95 millions de dollars après impôts) au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, dont des coûts de scission de 28 millions de dollars et de 42 millions de dollars, respectivement, pris en compte dans les résultats du secteur Pipelines de liquides ainsi que des coûts de 25 millions de dollars et de 56 millions de dollars, respectivement, affectés au secteur Siège social. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des intérêts débiteurs de 42 millions de dollars et des intérêts créditeurs de 28 millions de dollars ont été pris en compte dans le secteur Siège social au titre des billets de premier rang non garantis et des billets subordonnés de rang inférieur émis le 28 août 2024 afin d'établir la structure des capitaux d'emprunt de South Bow. Le produit net de ces émissions a été placé dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission. Ces coûts ont été exclus des mesures comparables.

TC Énergie et South Bow ont conclu une convention de scission qui établit les modalités de la scission du secteur Pipelines de liquides des activités de TC Énergie, y compris le transfert de certains actifs du secteur Pipelines de liquides de TC Énergie à South Bow et la répartition de certains passifs et de certaines obligations du secteur Pipelines de liquides entre TC Énergie et South Bow. La convention de scission stipule notamment que TC Énergie indemniserait South Bow à hauteur de 86 % des passifs et coûts nets totaux liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 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. Tous les montants supérieurs aux montants comptabilisés actuellement qui pourraient être ultimement payables à l'égard de ces passifs nets et coûts ne peuvent être déterminés à l'heure actuelle. Aux termes de la convention de scission, toute indemnité d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 reviendra à TC Énergie.

À compter de la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides seront présentées en tant qu'activités abandonnées pour les périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024.

Projet de raccordement Blackrod

Fort de contrats fermes à long terme, le secteur Pipelines de liquides procède à l'aménagement du projet de raccordement Blackrod, qui comprendra un pipeline de pétrole brut de 25 km (16 milles) et un tronçon latéral de gazoduc de 25 km (16 milles), ainsi que les installations connexes pour transporter le pétrole brut provenant du projet Blackrod d'International Petroleum Corporation jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. Le coût en capital total prévu du projet est d'environ 0,3 milliard de dollars, et la mise en service est prévue pour le début de 2026. Depuis le 1^{er} octobre 2024, après la conclusion de la scission, la responsabilité du capital engagé à l'égard du projet de raccordement Blackrod revient à South Bow.

Ordonnance de la FERC à l'égard de sa décision initiale

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 février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte, qui portait sur les tarifs facturés au cours de périodes antérieures. Le 25 juillet 2024, la FERC a publié son ordonnance à l'égard de sa décision initiale concernant la plainte (l'« ordonnance »). Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, nous avons comptabilisé une charge avant impôts supplémentaire de 15 millions de dollars (néant et 57 millions de dollars, respectivement, en 2023) au titre de cette décision, qui a été exclue du BAIIA comparable et du BAII comparable. 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, le cas échéant, sera assujettie aux dispositions d'indemnisation prévues dans la convention de scission.

Requête en arbitrage relative à des procédures en vertu de l'ALENA

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Les États-Unis se sont opposés du fait que les dispositions transitoires en vertu de l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») qui protègent les investissements faits au moment où l'ALENA était en vigueur ne s'appliquent qu'aux poursuites intentées avant le 1^{er} juillet 2020, lorsque l'ACEUM a remplacé l'ALENA. Le tribunal d'arbitrage se prononçant sur la requête a remis une décision partagée le 12 juillet 2024, dans laquelle la majorité des membres ont soutenu la position des États-Unis et conclu qu'ils ne disposaient pas de la compétence leur permettant d'entendre la requête de TC Énergie. Après avoir évalué la décision et les options qui s'offrent à nous pour contester cette décision, nous avons conclu, malgré que nous soyons toujours convaincus de la validité de la requête et que nous estimions inappropriée la décision du tribunal d'arbitrage, que les règles relatives aux mécanismes de règlement des différends investisseur-État en vertu de l'ACEUM ne permettent pas de poursuivre les démarches relatives à la requête. Par conséquent, aucun autre recours ne sera exercé. Cette décision met fin à la requête de TC Énergie.

SIÈGE SOCIAL

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. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – Canada » de la section « Faits récents » pour un complément d'information. 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 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.

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 des décisions rendues par le tribunal et elle prévoit que l'appel sera entendu d'ici le milieu de 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 30 septembre 2024.

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.

Nomination du vice-président directeur et chef des finances

Le 3 avril 2024, nous avons annoncé que le conseil d'administration avait nommé Sean O'Donnell, auparavant vice-président principal, Marchés des capitaux et planification d'entreprise, qui a succédé à Joel Hunter en tant que vice-président directeur et chef des finances en date du 15 mai 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 cerné un large éventail de possibilités qui devraient améliorer la sécurité de même que la performance de l'exploitation et la performance financière à long terme.

Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer de concevoir et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2024, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, nous avons engagé des coûts de 8 millions de dollars et de 30 millions de dollars avant impôts, respectivement (29 millions de dollars et 98 millions de dollars, respectivement, en 2023), aux fins du projet Focus, soit principalement des indemnités de cessation d'emploi, dont une tranche de 5 millions de dollars et de 15 millions de dollars (18 millions de dollars et 50 millions de dollars, respectivement, principalement en coûts de consultation externes en 2023) a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats et retirée des montants comparables. Un montant supplémentaire de 1 million de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (4 millions de dollars et 19 millions de dollars, respectivement, 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 30 septembre 2024, un montant de 4 millions de dollars (29 millions de dollars en 2023) avait été attribué aux projets d'investissement.

Programme de sortie d'actifs

Notre programme de sortie d'actifs, qui comprend 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.

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.

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

Au 30 septembre 2024, notre actif à court terme s'élevait à 17,1 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 13,1 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à un excédent du fonds de roulement de 4,0 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance de 0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2023. Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC ont procédé à un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur d'un montant équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens, dont une tranche d'environ 6,2 milliards de dollars a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information. Exclusion faite du produit en main tierce, 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;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 9,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 9,4 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 0,4 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, et les 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 au 30 septembre 2024;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 1,4 milliard de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles aucun montant n'avait été prélevé au 30 septembre 2024;
- l'accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, nos activités de gestion du portefeuille et notre RRD, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 915	1 824	5 612	5 408
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(203)	(102)	313	15
Fonds provenant de l'exploitation	1 712	1 722	5 925	5 423
Postes particuliers :				
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à PNGTS et aux actifs secondaires	139	—	148	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	58	15	100	15
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	—	10	—
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	—	—	26	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la charge de dépréciation d'actifs et autres de Keystone XL	(3)	—	(3)	—
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles au titre des décisions réglementaires relatives à Keystone	(3)	—	(3)	48
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	4	15	13	42
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	—	—	—	36
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	—	3	—	11
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	8	—	9	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 915	1 755	6 225	5 575

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 91 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2024 par rapport à la période correspondante de 2023, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 204 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2023, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 160 millions de dollars et de 650 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la hausse du BAIIA comparable et de l'augmentation des distributions reçues au titre des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, y compris la réception d'une distribution de 200 millions de dollars de Coastal GasLink LP au titre d'un paiement incitatif que TC Énergie avait comptabilisé en décembre 2023, contrebalancées en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs et par les pertes réalisées en 2024, en regard des gains réalisés en 2023, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 756)	(2 042)	(4 668)	(5 945)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(8)	(18)	(41)	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(345)	(1 229)	(888)	(3 246)
	(2 109)	(3 289)	(5 597)	(9 313)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	—	250
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(302)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	743	—	791	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	509	—	539	16
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	2	2	7	7
Montants reportés et autres	—	(42)	(133)	(33)
(Sorties) entrées nettes liées aux activités d'investissement	(855)	(3 329)	(4 393)	(9 375)

En 2024, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway, des projets de Columbia Gas et d'ANR ainsi que des dépenses d'investissement de maintien. La baisse des dépenses en immobilisations en 2024 par rapport à 2023 reflète la réduction des dépenses liées à l'expansion du réseau de NGTL et à Foothills.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2024 comparativement à 2023, en raison surtout des apports moindres à Coastal GasLink LP ainsi que de la réduction des prélèvements sur le prêt subordonné par Coastal GasLink LP, lesquels sont comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance.

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

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(1 137)	(2 401)	421	(6 055)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 428	7 434	8 089	15 887
Remboursements sur la dette à long terme	—	(2 150)	(1 662)	(2 610)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 465	—	1 465	—
Sortie de participations, déduction faite des coûts de transaction	(7)	—	419	—
Dividendes et distributions versés	(1 325)	(616)	(3 699)	(1 979)
Apports des participations sans contrôle	11	—	16	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	21	—	21	4
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	6 456	2 267	5 070	5 247

L'augmentation des dividendes et des distributions versés en 2024 par rapport à 2023 s'explique principalement par l'incidence des actions ordinaires émises sur le capital autorisé dans le cadre du RRD en 2023, ainsi que par la hausse des distributions versées en 2024 par suite 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.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Émission de titres d'emprunt par South Bow

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd.					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2030	450	4,32 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2032	500	4,62 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	500	4,93 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	450 US	7,63 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	650 US	7,50 %
6297782 LLC					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2027	700 US	4,91 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2029	1 000 US	5,03 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2034	1 250 US	5,58 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	700 US	6,18 %

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC 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 1,25 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TCPL. Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Au 30 septembre 2024, les liquidités soumise à des restrictions s'établissaient à 6,2 milliards de dollars et se composaient principalement du produit du placement de titres d'emprunt de South Bow détenu en main tierce.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited				
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	1 242 US	Variable
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable
Nova Gas Transmission Ltd.				
	Mars 2024	Débentures	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	Emprunt à terme de premier rang non garanti	265 US	Variable
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	185 US	Variable

1 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Le 15 août 2024, l'acquéreur a pris en charge des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS dans le cadre de la vente de PNGTS. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Remboursements ultérieurs de titres d'emprunt

Le 12 octobre 2024, TCPL a remboursé intégralement à l'échéance des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,25 milliard de dollars US portant intérêt au taux fixe de 1 %.

Le 15 octobre 2024, TCPL a racheté et annulé les billets suivants à un escompte moyen pondéré de 7,73 %, en guise de règlement des offres publiques d'achat en trésorerie annoncées le 1^{er} octobre 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	739 US	2,50 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	201 US	5,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	441 US	4,88 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	180 US	5,10 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	313 US	4,75 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	575	4,18 %

Par ailleurs, les obligations remboursables à vue suivantes avaient été remboursées en totalité le 31 octobre 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	850 US	6,20 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	400 US	Variable
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	600	5,42 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	400	Variable

DIVIDENDES

Le 4 novembre 2024, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,8225 \$ par action, payables le 31 janvier 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2024. Les dividendes déclarés reflètent leur affectation proportionnelle à TC Énergie par suite de la scission. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 30 octobre 2024, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 6 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 4 millions qui pouvaient être exercées.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 10 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 octobre 2024. Le 30 octobre 2024, les actionnaires ont exercé leur option visant à convertir, sur une base d'échange réciproque, 1 297 203 actions privilégiées de série 9 en actions privilégiées de série 10. Ils recevront des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel correspondant au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours majoré de 2,35 %, rajusté chaque trimestre par la suite. Le taux fixe des dividendes pour le reste des actions privilégiées de série 9 a été établi pour cinq ans à 5,08 % par année. Ce taux sera rajusté tous les cinq ans.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 8 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 avril 2024. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 7 remises aux fins de conversion n'a pas atteint le seuil requis, aucune action privilégiée de série 7 n'a été convertie par la suite en action privilégiée de série 8.

OPTIONS SUR ACTIONS

Le 1^{er} octobre 2024, dans le cadre de la scission, toutes les options d'achat d'actions en cours de TC Énergie ont été annulées et un nombre équivalent de nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie ont été émises en faveur d'employés de TC Énergie encore en poste et d'anciens employés de TC Énergie visés (autres que celles transférées à South Bow dans le cadre de la scission) détenant encore des options d'achat d'actions de TC Énergie. Le prix d'exercice des nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie a été ajusté de manière à tenir compte de la variation de la valeur des actions ordinaires de TC Énergie après la scission.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 30 octobre 2024, nous disposions des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 10,0 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 8,4 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,6 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en circulation. 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.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les obligations d'achat à long terme au 30 septembre 2024 ont augmenté d'environ 1,1 milliard de dollars par rapport à celles présentées au 31 décembre 2023, en raison surtout de la prolongation du contrat visant le transport, par le réseau principal au Canada, de volumes sur le gazoduc TQM, dans lequel nous détenons une participation de 50 %, jusqu'en 2042.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,5 milliard de dollars au 30 septembre 2024 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2023, en raison de la réalisation des travaux de construction dans le cours normal des activités. Au 30 septembre 2024, les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprenaient les engagements relatifs aux activités liées aux pipelines de liquides, principalement en lien avec le projet de raccordement Blackrod. Depuis le 1^{er} octobre 2024, après la conclusion de la scission, la responsabilité du capital engagé à l'égard du projet de raccordement Blackrod revient à South Bow. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Risques et instruments 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 que nous assumons et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2023 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2023, exception faite de ce qui est indiqué dans le présent rapport de gestion.

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 inscrits à l'état consolidé condensé des résultats.

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

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

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

Des événements sur le marché qui perturbent l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2023 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a une 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. Au 30 septembre 2024, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé une perte avant impôts de 5 millions de dollars et un recouvrement avant impôts de 19 millions de dollars 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 pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement (recouvrement avant impôts de 1 million de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, en 2023). Se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés 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.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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

Coastal GasLink LP

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

Convention de prêt subordonné de TC Énergie

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel prévu de 0,7 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2023) lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 30 septembre 2024, le montant total consenti par TC Énergie et Coastal GasLink LP aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,4 milliards de dollars.

Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. Conformément aux modalités contractuelles, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Au 30 septembre 2024, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 2 680 millions de dollars (2 520 millions de dollars au 31 décembre 2023). La valeur comptable du prêt était de 660 millions de dollars au 30 septembre 2024 (500 millions de dollars au 31 décembre 2023) en raison des charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent.

Facilités de crédit renouvelables à vue et subordonnées

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, des facilités de crédit subordonnées renouvelables et à vue qui nous procureront des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Les facilités, qui portent intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché, offrent une capacité d'emprunt de 120 millions de dollars (100 millions de dollars au 31 décembre 2023) dont l'encours était de néant au 30 septembre 2024 (néant au 31 décembre 2023).

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Autres actifs à court terme	1 242	1 285
Autres actifs à long terme	380	155
Créditeurs et autres	(1 168)	(1 143)
Autres passifs à long terme	(199)	(106)
	255	191

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.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période				
Produits de base ²	54	(17)	33	113
Change	24	(40)	(78)	142
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	192	249	550	579
Change	(58)	(29)	(105)	110
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	6	(8)	24	(20)
Taux d'intérêt	(14)	(13)	(41)	(29)

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus dans les produits à leur montant net. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.
- 2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents de 4 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).

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 13 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2024, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement au troisième trimestre de 2024 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière.

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

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, 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, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Outre les éléments mentionnés plus bas, il y a lieu de se reporter à notre rapport annuel de 2023 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus fréquemment si des événements ou des changements de circonstances indiquent qu'il pourrait y avoir une baisse de la valeur. Nous pouvons d'abord faire une évaluation fondée sur des facteurs qualitatifs. 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.

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.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2023, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2023 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024				2023			2022
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	4 083	4 085	4 243	4 236	3 940	3 830	3 928	4 041
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	963	1 203	1 463	(197)	250	1 313	(1 447)
Résultat comparable	1 074	978	1 284	1 403	1 035	981	1 233	1 129
Données par action:								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,40 \$	0,93 \$	1,16 \$	1,41 \$	(0,19) \$	0,24 \$	1,29 \$	(1,42) \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$	1,35 \$	1,00 \$	0,96 \$	1,21 \$	1,11 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,93 \$	0,90 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEURS

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

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

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

Dans le secteur Pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

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

Le 1^{er} octobre 2024, nous avons conclu la scission de nos activités liées aux pipelines de liquides en une société ouverte distincte, South Bow. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) 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.

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

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain de 456 millions de dollars, après impôts, sur la vente de PNGTS menée à terme le 15 août 2024;
- une charge de 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;
- des pertes de change latentes nettes de 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 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 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;
- une charge de 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 de 3 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2024 sont également exclus :

- un gain de 63 millions de dollars, après impôts, sur la vente d'actifs secondaires dans les secteurs Gazoducs - États-Unis et Gazoducs - Canada;
- des pertes de change latentes nettes de 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 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 42 millions de dollars, après impôts, relatifs au transfert de la propriété du réseau de NGTL;
- une charge de 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 du premier trimestre de 2024 sont également exclus :

- des gains de change latents nets de 55 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- un recouvrement de 15 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 26 millions de dollars, après impôts, au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge de 13 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;
- une charge de 8 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus.

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

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

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

- une charge de dépréciation de 1 179 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une charge de 14 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- une charge de 11 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides;

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 2 millions de dollars, après impôts;
- des gains de change latents nets de 20 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

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

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

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

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

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

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

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Produits				
Gazoducs – Canada	1 395	1 303	4 196	3 829
Gazoducs – États-Unis	1 503	1 473	4 643	4 558
Gazoducs – Mexique	218	213	649	625
Pipelines de liquides	725	715	2 217	1 935
Énergie et solutions énergétiques	242	236	706	751
	4 083	3 940	12 411	11 698
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	461	305	1 158	856
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	—	(1 244)	—	(2 100)
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 346	1 271	3 909	3 544
Achats de produits de base revendus	182	178	522	373
Impôts fonciers	235	218	697	667
Amortissement	713	690	2 149	2 061
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	21	—	21	—
	2 497	2 357	7 298	6 645
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	572	—	620	—
Charges financières				
Intérêts débiteurs	878	865	2 558	2 418
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(210)	(164)	(551)	(443)
(Gains) pertes de change, montant net	38	45	78	(231)
Intérêts créditeurs et autres	(89)	(63)	(235)	(121)
	617	683	1 850	1 623
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	2 002	(39)	5 041	2 186
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	186	97	447	324
Reportés	165	37	397	409
	351	134	844	733
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	168	1	498	18
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 483	(174)	3 699	1 435
Dividendes sur les actions privilégiées	26	23	76	69
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 457	(197)	3 623	1 366
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire				
De base et dilué	1,40 \$	(0,19) \$	3,49 \$	1,33 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	1 038	1 035	1 038	1 028
Dilué	1 038	1 035	1 038	1 028

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(240)	430	457	(63)
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	(25)	—	(25)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	(13)	(11)	12
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	5	15	33	(3)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(6)	25	(8)	66
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(8)	142	56	135
	(273)	599	502	147
Résultat étendu	1 378	426	4 699	1 600
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	43	8	739	20
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 335	418	3 960	1 580
Dividendes sur les actions privilégiées	26	23	76	69
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 309	395	3 884	1 511

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf	
	30 septembre		mois closes les	
	2024	2023	2024	2023
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	1 651	(173)	4 197	1 453
Amortissement	713	690	2 149	2 061
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	21	—	21	—
Impôts reportés	165	37	397	409
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(461)	(305)	(1 158)	(856)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	—	1 244	—	2 100
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	362	329	1 343	927
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	3	3	11	(19)
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs	(572)	—	(620)	—
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(139)	(103)	(359)	(283)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers	(78)	57	46	(255)
Provision pour pertes sur créances attendues	4	(2)	(19)	(117)
Autres	43	(55)	(83)	3
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	203	102	(313)	(15)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 915	1 824	5 612	5 408
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 756)	(2 042)	(4 668)	(5 945)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(8)	(18)	(41)	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(345)	(1 229)	(888)	(3 246)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	—	250
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(302)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	743	—	791	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	509	—	539	16
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	2	2	7	7
Montants reportés et autres	—	(42)	(133)	(33)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(855)	(3 329)	(4 393)	(9 375)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(1 137)	(2 401)	421	(6 055)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	7 428	7 434	8 089	15 887
Remboursements sur la dette à long terme	—	(2 150)	(1 662)	(2 610)
Cession de participations, déduction faite des coûts de transaction	(7)	—	419	—
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 465	—	1 465	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(996)	(583)	(2 957)	(1 822)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(22)	(73)	(68)
Apports des participations sans contrôle	11	—	16	—
Distributions aux participations sans contrôle	(303)	(11)	(667)	(47)
Distributions sur les titres de catégorie C	—	—	(2)	(42)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	21	—	21	4
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	6 456	2 267	5 070	5 247
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions				
	(36)	117	21	70
Augmentation (diminution) de la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions, y compris les soldes de trésorerie				
Soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente (note 14)	7 480	879	6 310	1 350
	34	—	—	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à des restrictions				
	7 514	879	6 310	1 350
Trésorerie, équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions, au début de la période				
	2 474	1 091	3 678	620
Trésorerie, équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à des restrictions, à la fin de la période				
	9 988	1 970	9 988	1 970

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 797	3 678
Liquidités soumises à des restrictions	6 191	—
Débiteurs	3 526	4 209
Stocks	1 053	982
Autres actifs à court terme	2 526	2 503
	17 093	11 372
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de 38 014 \$ et de 36 602 \$, respectivement	84 180	80 569
Investissement net dans des contrats de location	2 321	2 263
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	10 823	10 314
Placements restreints	3 015	2 636
Actifs réglementaires	2 608	2 330
Écart d'acquisition	12 828	12 532
Autres actifs à long terme	2 424	3 018
	135 292	125 034
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	422	—
Créditeurs et autres	6 391	6 987
Dividendes à payer	1 012	979
Intérêts courus	868	913
Tranche à court terme de la dette à long terme	4 390	2 938
	13 083	11 817
Passifs réglementaires	5 229	4 806
Autres passifs à long terme	1 075	1 015
Passifs d'impôts reportés	7 870	8 125
Dette à long terme	55 601	49 976
Billets subordonnés de rang inférieur	11 957	10 287
	94 815	86 026
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	30 025	30 002
Émises et en circulation : 30 septembre 2024 – 1 038 millions d'actions 31 décembre 2023 – 1 037 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 499	2 499
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)	(2 378)	(2 997)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	310	49
Participations assurant le contrôle	30 456	29 553
Participations sans contrôle	10 021	9 455
	40 477	39 008
	135 292	125 034

Engagements, éventualités et garanties (note 15)

Entités à détenteurs de droits variables (note 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	30 002	29 627	30 002	28 995
Actions émises :				
Exercice d'options sur actions	23	—	23	4
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	375	—	1 003
Solde à la fin de la période	30 025	30 002	30 025	30 002
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de la période	2 499	2 499	2 499	2 499
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	—	728	—	722
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	—	—	4	6
Cession de participations, déduction faite des coûts de transaction	—	—	(22)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	—	—	18	—
Solde à la fin de la période	—	728	—	728
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)				
Solde au début de la période	(2 839)	476	(2 997)	819
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	1 483	(174)	3 699	1 435
Dividendes sur les actions ordinaires	(996)	(966)	(2 988)	(2 874)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(74)	(67)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	—	—	(18)	—
Solde à la fin de la période	(2 378)	(687)	(2 378)	(687)
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	458	508	49	955
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(148)	592	282	145
Incidence des participations sans contrôle	—	—	(21)	—
Solde à la fin de la période	310	1 100	310	1 100
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle				
	30 456	33 642	30 456	33 642
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	10 374	324	9 455	126
Cession de participations et de participations sans contrôle	(104)	—	478	—
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(125)	7	241	2
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	168	1	498	18
Apports des participations sans contrôle	11	—	16	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(303)	(11)	(667)	(47)
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas	—	—	—	222
Solde à la fin de la période	10 021	321	10 021	321
Total des capitaux propres	40 477	33 963	40 477	33 963

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2023 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2023 compris dans le rapport annuel de 2023 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans certains secteurs de la société en raison surtout de ce qui suit :

- dans le secteur Gazoducs, en raison du moment des décisions de réglementation et des règlements visant les tarifs négociés ainsi que des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis et des activités de commercialisation;
- dans le secteur Pipelines de liquides, en raison des fluctuations du débit du réseau d'oléoducs Keystone et des activités de commercialisation;
- dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, en raison des effets des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients, l'offre sur le marché et les prix pour le gaz naturel et l'électricité, des interruptions de service pour entretien pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada, ainsi que des activités de commercialisation.

Outre les facteurs susmentionnés, les produits et le bénéfice sectoriel 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.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés condensés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2023, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables en 2024

Contrats de location

En mars 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent la comptabilisation des améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2024 et elles n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés condensés de la société.

Modifications comptables futures

Impôts sur le bénéfice

En décembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer la transparence et l'utilité décisionnelle des informations relatives aux impôts sur le bénéfice grâce à des améliorations afférentes au tableau de rapprochement des taux et aux informations sur les impôts sur le bénéfice payés. Par ailleurs, les directives prévoient d'autres modifications qui visent à améliorer l'efficacité de l'information à fournir en matière d'impôts sur le bénéfice. Ces nouvelles directives entreront en vigueur pour l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2025 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'application rétrospective étant permise. L'adoption anticipée est autorisée si les états financiers annuels n'ont pas encore été publiés. La société ne prévoit pas que ces directives auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés condensés.

Informations sectorielles

En novembre 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui visent à améliorer les informations à fournir sur les secteurs à présenter d'une entité ouverte tout en répondant aux demandes des investisseurs pour des informations supplémentaires et plus détaillées sur les charges d'un secteur à présenter. Les directives entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2025. L'adoption anticipée est permise et les directives peuvent être appliquées rétrospectivement. Ces directives n'auront aucune incidence significative sur les états financiers consolidés condensés de la société.

3. SCISSION DES ACTIVITÉS LIÉES AUX PIPELINES DE LIQUIDES

Le 1^{er} octobre 2024, la société a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») pour en faire une entité cotée en bourse distincte nommée South Bow Corporation (« South Bow »). Pour réaliser la scission, les actionnaires ordinaires de TC Énergie ont conservé leur participation dans TC Énergie et reçu 0,2 action ordinaire de South Bow pour chaque action ordinaire de TC Énergie détenue. 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.

Pour les périodes allant jusqu'au 30 septembre 2024, les activités de South Bow étaient majoritairement présentées dans le secteur Pipelines de liquides de la société. Pour de plus amples renseignements concernant le bénéfice sectoriel et les actifs sectoriels du secteur Pipelines de liquides, il y a lieu de se reporter à la note 4 « Informations sectorielles ». À compter de la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides seront présentées en tant qu'activités abandonnées pour les périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024.

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 séparer les actifs et les 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.

TC Énergie et South Bow ont conclu une convention de scission stipulant que TC Énergie indemniserait South Bow à hauteur de 86 % des passifs et coûts nets totaux liés à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 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. Tous les montants supérieurs aux montants comptabilisés actuellement qui pourraient être ultimement payables à l'égard de ces passifs nets et coûts ne peuvent être déterminés à l'heure actuelle. Aux termes de la convention de scission, toute indemnité d'assurance reviendra à TC Énergie.

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC ont procédé à un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur d'un montant 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 1,25 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TCPL. Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales.

Avant la scission, TC Énergie avait engagé des coûts afférents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 67 millions de dollars (56 millions de dollars après impôts) et de 112 millions de dollars (95 millions après impôts) au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement. Des coûts de scission de 28 millions de dollars et de 42 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 ont été pris en compte dans les résultats du secteur Pipelines de liquides alors que des coûts de 25 millions de dollars et de 56 millions de dollars, respectivement, ont été affectés au secteur Siège social. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des intérêts débiteurs de 42 millions de dollars et des intérêts créditeurs de 28 millions de dollars ont été pris en compte dans le secteur Siège social au titre des billets de premier rang non garantis et des billets subordonnés de rang inférieur émis le 28 août 2024 afin d'établir la structure des capitaux d'emprunt de South Bow. Le produit net de ces émissions a été placé dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 395	1 503	218	725	242	—	4 083
Produits intersectoriels	—	24	—	—	—	(24) ²	—
	1 395	1 527	218	725	242	(24)	4 083
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	7	68	79	17	290	—	461
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(478)	(448)	(37)	(231)	(139)	(13) ²	(1 346)
Achats de produits de base revendus	—	(32)	—	(135)	(15)	—	(182)
Impôts fonciers	(79)	(126)	—	(28)	(2)	—	(235)
Amortissement	(350)	(231)	(23)	(87)	(22)	—	(713)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	(21)	—	—	(21)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	572	—	—	—	—	572
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	495	1 330	237	240	354	(37)	2 619
Intérêts débiteurs							(878)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							210
Gains (pertes) de change, montant net							(38)
Intérêts créditeurs et autres							89
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 002
(Charge) recouvrement d'impôts							(351)
Bénéfice net (perte nette)							1 651
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(168)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							1 483
Dividendes sur les actions privilégiées							(26)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							1 457
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	294	757	580	83	7	35	1 756
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(1)	—	—	9	—	8
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	173	—	—	—	172	—	345
	467	756	580	83	188	35	2 109

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend une charge de 3 millions de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

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

trimestre clos le 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	1 303	1 473	213	715	236	—	3 940
Produits intersectoriels	—	25	—	—	—	(25) ²	—
	1 303	1 498	213	715	236	(25)	3 940
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	5	63	48	17	172	—	305
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(1 244)	—	—	—	—	—	(1 244)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(454)	(417)	(28)	(222)	(139)	(11) ²	(1 271)
Achats de produits de base revendus	—	(26)	—	(145)	(7)	—	(178)
Impôts fonciers	(73)	(114)	—	(29)	(2)	—	(218)
Amortissement	(336)	(222)	(23)	(83)	(26)	—	(690)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(799)	782	210	253	234	(36)	644
Intérêts débiteurs							(865)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							164
Gains (pertes) de change, montant net							(45)
Intérêts créditeurs et autres							63
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							(39)
(Charge) recouvrement d'impôts							(134)
Bénéfice net (perte nette)							(173)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(1)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							(174)
Dividendes sur les actions privilégiées							(23)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							(197)
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	715	641	636	11	27	12	2 042
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(4)	—	—	—	22	—	18
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 032	—	—	—	197	—	1 229
	1 743	641	636	11	246	12	3 289

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 2 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service et aucun changement n'a été apporté au titre de la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

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

période de neuf mois close le 30 septembre 2024								
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total	
Produits	4 196	4 643	649	2 217	706	—	12 411	
Produits intersectoriels	—	74	—	—	49	(123) ²	—	
	4 196	4 717	649	2 217	755	(123)	12 411	
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	18	260	209	50	621	—	1 158	
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(1 441)	(1 272)	(74)	(691)	(433)	2 ²	(3 909)	
Achats de produits de base revendus	—	(98)	—	(387)	(37)	—	(522)	
Impôts fonciers	(236)	(372)	—	(84)	(5)	—	(697)	
Amortissement	(1 037)	(710)	(69)	(258)	(75)	—	(2 149)	
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	(21)	—	—	(21)	
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	10	610	—	—	—	—	620	
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 510	3 135	715	826	826	(121)	6 891	
Intérêts débiteurs							(2 558)	
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							551	
Gains (pertes) de change, montant net							(78)	
Intérêts créditeurs et autres							235	
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							5 041	
(Charge) recouvrement d'impôts							(844)	
Bénéfice net (perte nette)							4 197	
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(498)	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							3 699	
Dividendes sur les actions privilégiées							(76)	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							3 623	
Dépenses d'investissement⁴								
Dépenses en immobilisations	874	1 794	1 800	127	35	38	4 668	
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	—	41	—	41	
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	350	—	—	—	538	—	888	
	1 224	1 794	1 800	127	614	38	5 597	

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 18 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 1 million de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Il n'y a eu aucun changement apporté au bénéfice (à la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en lien avec la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

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

période de neuf mois close le 30 septembre 2023							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Siège social¹	Total
Produits	3 829	4 558	625	1 935	751	—	11 698
Produits intersectoriels	—	76	—	—	22	(98) ²	—
	3 829	4 634	625	1 935	773	(98)	11 698
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	15	227	52	49	513	—	856
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(1 317)	(1 218)	36	(610)	(459)	24 ²	(3 544)
Achats de produits de base revendus	—	(26)	—	(331)	(16)	—	(373)
Impôts fonciers	(226)	(348)	—	(89)	(4)	—	(667)
Amortissement	(983)	(693)	(67)	(252)	(66)	—	(2 061)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(782)	2 576	646	702	741	(74)	3 809
Intérêts débiteurs							(2 418)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							443
Gains (pertes) de change, montant net							231
Intérêts créditeurs et autres							121
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 186
(Charge) recouvrement d'impôts							(733)
Bénéfice net (perte nette)							1 453
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(18)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							1 435
Dividendes sur les actions privilégiées							(69)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							1 366
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	2 238	1 782	1 737	35	124	29	5 945
Projets d'investissement en cours d'aménagement	4	—	—	—	118	—	122
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2 676	—	—	—	570	—	3 246
	4 918	1 782	1 737	35	812	29	9 313

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend un recouvrement de 105 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative à l'investissement net dans des contrats de location associé aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'un recouvrement de 12 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique. Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relative aux actifs sur contrats se rapportant à Sur de Texas.

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

Total de l'actif par secteurs

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Gazoducs – Canada	30 727	29 782
Gazoducs – États-Unis	51 746	50 499
Gazoducs – Mexique	14 512	12 003
Pipelines de liquides	15 675	15 490
Énergie et solutions énergétiques	9 693	9 525
Siège social ¹	12 939	7 735
	135 292	125 034

- 1 Au 30 septembre 2024, ce poste comprenait des liquidités soumises à des restrictions détenues en main tierce de 6,2 milliards de dollars (néant en 2023) se rapportant au placement de titres d'emprunt de South Bow réalisé en août 2024.

5. PRODUITS

Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023 :

trimestre clos le 30 septembre 2024						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 391	1 264	110	538	—	3 303
Électricité	—	—	—	—	49	49
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	4	211	31	1	108	355
	1 395	1 475	141	539	157	3 707
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	77	—	—	77
Autres produits ³	—	28	—	186	85	299
	1 395	1 503	218	725	242	4 083

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 4 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 24 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

trimestre clos le 30 septembre 2023						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 296	1 206	113	555	—	3 170
Électricité	—	—	—	—	109	109
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	7	208	30	1	86	332
	1 303	1 414	143	556	195	3 611
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	70	—	—	70
Autres produits ³	—	59	—	159	41	259
	1 303	1 473	213	715	236	3 940

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 7 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 24 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2024						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 182	3 939	327	1 704	—	10 152
Électricité	—	—	—	—	203	203
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	14	637	92	4	296	1 043
	4 196	4 576	419	1 708	499	11 398
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	230	—	—	230
Autres produits ³	—	67	—	509	207	783
	4 196	4 643	649	2 217	706	12 411

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 14 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 73 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 90 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	3 806	3 709	331	1 529	—	9 375
Électricité	—	—	—	—	342	342
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	23	656	92	2	300	1 073
	3 829	4 365	423	1 531	642	10 790
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	202	—	—	202
Autres produits ³	—	193	—	404	109	706
	3 829	4 558	625	1 935	751	11 698

- 1 Le secteur Gazoducs – Canada comprend des produits de 23 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 73 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.
- 3 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information. De plus, les autres produits comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 91 millions de dollars.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 614	1 832	Débiteurs
Actifs sur contrats	210	151	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	556	457	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	55	69	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	10	12	Autres passifs à long terme

1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, des produits de 55 millions de dollars (56 millions de dollars en 2023) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme au début de la période.

Les actifs sur contrats et les actifs sur contrats à long terme ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrats tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque ces droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés. Les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme représentent surtout des produits non gagnés relatifs à des services visés par des contrats.

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 30 septembre 2024, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme ainsi que de contrats de stockage de gaz naturel et d'autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se chiffraient à environ 20,5 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 2,0 milliards de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2024. Au 30 septembre 2024, les produits futurs incluait un montant de 8,6 milliards de dollars attendu jusqu'en 2044 en lien avec les activités liées aux pipelines de liquides. Pour ce qui est des périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024, les montants afférents aux activités liées aux pipelines de liquides ne seront pas pris en compte dans les produits futurs de TC Énergie. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

6. COASTAL GASLINK

Convention de prêt subordonné

Le montant total consenti aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») s'élevait à 3,4 milliards de dollars et l'encours était de 2,7 milliards de dollars au 30 septembre 2024 (3,4 milliards de dollars et 2,5 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023).

Coastal GasLink LP remboursera l'encours de ce prêt à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. La société s'attend à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement fournis par TC Énergie.

Les montants prélevés aux termes de la convention de prêt subordonné sont considérés comme des apports de capitaux propres de fait et sont présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie de la société. Les remboursements de capital et d'intérêts sur ce prêt, lesquels devraient être financés surtout par TC Énergie, seront comptabilisés comme une distribution à la société provenant de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation une fois qu'ils seront reçus.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des montants de 110 millions de dollars et de 160 millions de dollars ont été prélevés par Coastal GasLink LP aux termes de la convention de prêt subordonné (985 millions de dollars et 1 770 millions de dollars, déduction faite des remboursements, respectivement, en 2023). Le tableau suivant présente les variations de la valeur comptable de l'encours de ce prêt :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
Encours au 31 décembre 2023	2 520
Dépréciation au cours des exercices antérieurs	(2 020)
Montants consentis au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	160
Encours au 30 septembre 2024	660

Convention régissant la facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

Le 25 juin 2024, la société a modifié sa convention régissant sa facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée conclue avec Coastal GasLink LP pour y ajouter une nouvelle facilité procurant des liquidités à court terme et de la souplesse financière aux fins du projet Cedar Link. Cette nouvelle facilité d'une capacité d'emprunt de 20 millions de dollars porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché. La capacité d'emprunt combinée des facilités disponibles dans le cadre de cette convention s'élève à 120 millions de dollars (100 millions de dollars au 31 décembre 2023) et l'encours était de néant au 30 septembre 2024.

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

Aucune charge de dépréciation n'a été comptabilisée au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (charges de dépréciation avant impôts de 1 244 millions de dollars et de 2 100 millions de dollars, respectivement, en 2023), puisqu'il n'y a eu aucun événement ni changement de circonstances depuis le 31 décembre 2023 révélant une incidence défavorable significative sur la juste valeur estimative de la participation de la société dans Coastal GasLink LP.

Entre le 31 décembre 2022 et le 30 septembre 2023, comme il était prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné soient principalement fournis par TC Énergie, la société a effectué des évaluations pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et les trois premiers trimestres de 2023. Pour chaque période visée par une évaluation, la société a conclu que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable et qu'il s'agissait de pertes de valeur durables. Par conséquent, la dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 30 septembre 2024 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts).

Au 30 septembre 2024, la valeur comptable de la participation de la société se chiffrait à 732 millions de dollars (294 millions de dollars au 31 décembre 2023), ce qui reflète l'encours prélevé sur le prêt subordonné, déduction faite des dépréciations, et les autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie.

Au 30 septembre 2024, TC Énergie prévoyait verser un financement supplémentaire pouvant atteindre environ 0,7 milliard de dollars par suite de l'estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et du projet Cedar Link.

7. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024 et 2023 ont été de 17 % et de 34 %, respectivement. La diminution du taux d'imposition effectif est avant tout attribuable à une perte en capital non imposable latente découlant de la dépréciation de Coastal GasLink LP en 2023 et à l'incidence de l'exposition au change au Mexique en 2024, facteurs contrés en partie par la diminution des écarts des taux d'imposition étrangers et par la hausse des impôts sur le bénéfice transférables en 2024.

8. PROVISION ENVIRONNEMENTALE LIÉE À KEYSTONE

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone (borne kilométrique 14) est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Au 31 décembre 2023, la société avait comptabilisé un passif cumulatif total au titre des mesures environnementales de 794 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent toujours pas être établies. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les montants versés relativement au passif au titre des mesures environnementales correctives se sont établis à 92 millions de dollars (584 millions de dollars en 2023). Le solde résiduel figurant aux postes « Crédoiteurs et autres » et « Autres passifs à long terme » au bilan consolidé condensé de la société se chiffrait à 33 millions de dollars et à 10 millions de dollars, respectivement, au 30 septembre 2024 (122 millions de dollars et 9 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023). Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Le recouvrement attendu des coûts estimatifs restants des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à 67 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 34 millions de dollars au 30 septembre 2024 (150 millions de dollars et 33 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023). Un montant supplémentaire de 36 millions de dollars a été comptabilisé en 2023 car il peut être recouvré auprès de la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de TC Énergie. Ce montant a été comptabilisé en charges dans les intérêts crédoiteurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la société a reçu un montant de 85 millions de dollars (396 millions de dollars en 2023) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. Aux termes de la convention de scission, toute indemnité d'assurance se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 reviendra à TC Énergie.

9. DETTE À LONG TERME

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'établissent comme suit :

(non audité - 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, TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Émission de titres d'emprunt par South Bow

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd.					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2030	450	4,32 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2032	500	4,62 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	500	4,93 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	450 US	7,63 %
	Août 2024	Billets subordonnés de premier rang	Mars 2055	650 US	7,50 %
6297782 LLC					
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2027	700 US	4,91 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2029	1 000 US	5,03 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2034	1 250 US	5,58 %
	Août 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	700 US	6,18 %

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC 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 1,25 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TCPL. Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Au 30 septembre 2024, les liquidités soumise à des restrictions s'établissaient à 6,2 milliards de dollars et se composaient principalement du produit du placement de titres d'emprunt de South Bow détenu en main tierce.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited				
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	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	Emprunt à terme de premier rang non garanti	265 US	Variable
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	185 US	Variable

1 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides. L'emprunt à terme a été remboursé intégralement en août 2024 au moment où des billets de premier rang non garantis émis par 6297782 LLC ont été remis.

Le 15 août 2024, l'acquéreur a pris en charge des billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS dans le cadre de la vente de PNGTS. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

Remboursements ultérieurs de titres d'emprunt

Le 12 octobre 2024, TCPL a remboursé intégralement à l'échéance des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,25 milliard de dollars US portant intérêt au taux fixe de 1 %.

Le 15 octobre 2024, TCPL a racheté et annulé les billets suivants à un escompte moyen pondéré de 7,73 %, en guise de règlement des offres publiques d'achat en trésorerie annoncées le 1^{er} octobre 2024 :

(non audité - 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	739 US	2,50 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	201 US	5,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	441 US	4,88 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	180 US	5,10 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	313 US	4,75 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	575	4,18 %

Par ailleurs, les obligations remboursables à vue suivantes avaient été remboursées en totalité le 31 octobre 2024 :

(non audité - 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	850 US	6,20 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	400 US	Variable
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	600	5,42 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme	400	Variable

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 66 millions de dollars et de 200 millions de dollars, respectivement (53 millions de dollars et 125 millions de dollars, respectivement, en 2023), en lien avec des projets d'investissement.

10. ACTIONS ORDINAIRES ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré les dividendes trimestriels suivants :

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les		périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	30 septembre	30 septembre	30 septembre
	2024	2023	2024	2023
par action ordinaire	0,96	0,93	2,88	2,79
par action privilégiée de série 1	0,22	0,22	0,65	0,65
par action privilégiée de série 2	0,42	0,40	1,28	1,19
par action privilégiée de série 3	0,11	0,11	0,32	0,32
par action privilégiée de série 4	0,38	0,36	1,16	1,07
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12	0,37	0,37
par action privilégiée de série 6	0,39	0,41	1,20	1,14
par action privilégiée de série 7	0,37	0,24	0,99	0,73
par action privilégiée de série 9	0,24	0,24	0,71	0,71
par action privilégiée de série 11	0,21	0,21	0,42	0,42

Le 1^{er} octobre 2024, la société a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une entité cotée en bourse distincte nommée South Bow. Pour réaliser la scission, les actionnaires ordinaires de TC Énergie ont conservé leur participation dans TC Énergie et reçu 0,2 action ordinaire de South Bow pour chaque action ordinaire de TC Énergie détenue.

Le 1^{er} octobre 2024, dans le cadre de la scission, toutes les options d'achat d'actions en cours de TC Énergie ont été annulées et un nombre équivalent de nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie ont été émises en faveur d'employés de TC Énergie encore en poste et d'anciens employés de TC Énergie visés (autres que celles transférées à South Bow dans le cadre de la scission) détenant encore des options d'achat d'actions de TC Énergie. Le prix d'exercice des nouvelles options d'achat d'actions de TC Énergie a été ajusté de manière à tenir compte de la variation de la valeur des actions ordinaires de TC Énergie après la scission.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 10 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 octobre 2024. Le 30 octobre 2024, les actionnaires détenant des actions privilégiées de série 9 ont exercé leur option visant à convertir, sur une base d'échange réciproque, 1 297 203 actions privilégiées de série 9 en actions privilégiées de série 10. Ils recevront des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel correspondant au taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada de 90 jours majoré de 2,35 %, rajusté chaque trimestre par la suite. Le taux fixe des dividendes pour le reste des actions privilégiées de série 9 a été établi pour cinq ans à 5,08 % par année. Ce taux sera rajusté tous les cinq ans.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 pouvaient convertir ces actions en actions privilégiées de série 8 moyennant un préavis donné au plus tard le 15 avril 2024. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 7 remises aux fins de conversion n'a pas atteint le seuil requis, aucune action privilégiée de série 7 n'a été convertie par la suite en action privilégiée de série 8.

11. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, se sont établis comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(237)	(3)	(240)
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers ¹	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	7	(2)	5
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(8)	2	(6)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(10)	2	(8)
Autres éléments du résultat étendu	(272)	(1)	(273)

1 Représente les gains liés aux écarts de conversion des participations assurant le contrôle et des participations sans contrôle se rapportant à Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »). Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

trimestre clos le 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	412	18	430
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(17)	4	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	18	(3)	15
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	32	(7)	25
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	190	(48)	142
Autres éléments du résultat étendu	635	(36)	599

période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	455	2	457
Reclassement des (gains) de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers ¹	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(14)	3	(11)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	43	(10)	33
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(10)	2	(8)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	74	(18)	56
Autres éléments du résultat étendu	523	(21)	502

1 Représente les gains liés aux écarts de conversion des participations assurant le contrôle et des participations sans contrôle se rapportant à Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »). Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(72)	9	(63)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	16	(4)	12
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(5)	2	(3)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	86	(20)	66
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	181	(46)	135
Autres éléments du résultat étendu	206	(59)	147

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu par composantes, après les impôts, se sont établies comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2024	2	(9)	(55)	520	458
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(124)	5	—	(4)	(123)
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu ²	(15)	(6)	—	(4)	(25)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(139)	(1)	—	(8)	(148)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2024	(137)	(10)	(55)	512	310

1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de pertes liées aux participations sans contrôle de 125 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2023).

2 Incluent le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation assurant le contrôle dans PNGTS qui est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à la vente de PNGTS le 15 août 2024. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

période de neuf mois close le 30 septembre 2024					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2024	(317)	(35)	(55)	456	49
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	216	33	—	68	317
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu ^{2,3}	(15)	(8)	—	(12)	(35)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	201	25	—	56	282
Incidence des participations sans contrôle ⁴	(21)	—	—	—	(21)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2024	(137)	(10)	(55)	512	310

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés aux participations sans contrôle de 241 millions de dollars (gains de 2 millions de dollars en 2023).
- 2 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie présentés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 11 millions de dollars (9 millions de dollars après impôts) au 30 septembre 2024. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.
- 3 Incluent le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation assurant le contrôle dans PNGTS qui est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à la vente de PNGTS le 15 août 2024. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.
- 4 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle de 13,01 % de la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») dans TGNH. Se reporter à la note 14 « Alliance stratégique et cession » pour un complément d'information.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	2024	2023	2024	2023	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	11	(29)	19	(77)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(3)	(3)	(9)	(9)	Intérêts débiteurs
	8	(32)	10	(86)	Total avant les impôts
	(2)	7	(2)	20	(Charge) recouvrement d'impôts
	6	(25)	8	(66)	Après les impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	6	15	17	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	(1)	(3)	(4)	(Charge) recouvrement d'impôts
	4	5	12	13	Après les impôts
Écarts de conversion					
Gains de conversion à la sortie d'établissements étrangers	15	—	15	—	Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs
	—	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	15	—	15	—	Après les impôts

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

12. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Les composantes du coût net des prestations (recouvrement) constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se sont établies comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Coût des services rendus ¹	28	23	—	1	83	69	1	2
Autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) ¹								
Coût financier	40	39	4	4	120	118	11	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(62)	(59)	(4)	(4)	(187)	(176)	(11)	(12)
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	—	—	—	—	(1)	—
	(22)	(20)	—	—	(67)	(58)	(1)	—
Coût net des prestations (recouvrement)	6	3	—	1	16	11	—	2

1 Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations (recouvrement) sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

13. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TC Énergie est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur ses résultats, ses flux de trésorerie et, ultimement, sur sa valeur actionnariale.

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties de TC Énergie comprend la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et certains recouvrements contractuels, les actifs disponibles à la vente, la juste valeur des actifs dérivés, l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

Des événements sur le marché causant des perturbations dans l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie surveille de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2023 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent l'exposition de la société au risque de crédit lié aux contreparties.

La société passe en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

La société a comptabilisé une charge de 3 millions de dollars et un recouvrement de 18 millions de dollars afférent à la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (recouvrement de 2 millions de dollars et de 105 millions de dollars, respectivement, en 2023) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'une charge de 1 million de dollars et un recouvrement de 1 million de dollars, respectivement (néant et recouvrement de 12 millions de dollars, respectivement, en 2023), afférent à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats afférents à certains autres gazoducs du Mexique. Au 30 septembre 2024, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 61 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2023) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service et à 2 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2023) à l'égard de certains autres gazoducs du Mexique. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend une charge de 1 million de dollars et de néant, respectivement (charge de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2023), afférente à la provision pour pertes sur créances attendues relatives aux actifs sur contrats associés à la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans Sur de Texas. La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie, calculée à l'aide de l'information publiée par un tiers.

Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, la société n'avait aucune perte sur créances significative au 30 septembre 2024 et il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

TC Énergie est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers qui détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société à gérer le risque lié aux contreparties, et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Le portefeuille d'expositions au secteur financier de TC Énergie se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité.

Les montants figurant dans la présente note pour la période close le 30 septembre 2024 tiennent compte des activités liées aux pipelines de liquides. Ces activités seront présentées en tant qu'activités abandonnées pour les périodes de présentation ultérieures au 1^{er} octobre 2024.

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts, selon ce qui est jugé nécessaire.

La juste valeur et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant en 2024)	—	400 US	8	1 000 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant en 2025)	(2)	100 US	2	200 US
	(2)	500 US	10	1 200 US

1 La juste valeur correspond à la valeur comptable.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Montant nominal	26 600 (19 600 US)	27 800 (21 100 US)
Juste valeur	26 600 (19 700 US)	26 600 (20 200 US)

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles, y compris les titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs. La valeur comptable de certains autres instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les liquidités soumises à des restrictions, les débiteurs, les autres actifs à court terme, les placements restreints, l'investissement net dans des contrats de location, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, les dividendes à payer, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme ^{1,2,3}	(59 991)	(61 374)	(52 914)	(52 815)
Billets subordonnés de rang inférieur ³	(11 957)	(11 780)	(10 287)	(9 217)
	(71 948)	(73 154)	(63 201)	(62 032)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 3,0 milliards de dollars US (2,0 milliards de dollars US au 31 décembre 2023) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 comprend des pertes latentes de 222 millions de dollars et de 95 millions de dollars, respectivement (gains latents de 86 millions de dollars et de 99 millions de dollars, respectivement, en 2023), au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt. Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.
- 3 La valeur comptable de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur au 30 septembre 2024 comprend un montant de 7,9 milliards de dollars (juste valeur de 8,0 milliards de dollars) se rapportant à la dette à long terme et aux billets subordonnés de rang inférieur inscrits au bilan consolidé condensé de la société et afférents aux filiales de South Bow.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui étaient classés comme disponibles à la vente :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	—	43	1	35
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	205	8	241
Échéant entre 5 et 10 ans	1 550	—	1 340	—
Échéant à plus de 10 ans	113	—	102	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 060	60	883	50
	2 723	308	2 334	326

- 1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.
- 2 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé condensé de la société.
- 3 Classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024		30 septembre 2023	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets latents (pertes nettes latentes)				
du trimestre clos le	113	7	(87)	(3)
de la période de neuf mois close le	218	12	8	1
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³				
du trimestre clos le	12	1	(1)	—
de la période de neuf mois close le	(3)	2	(18)	—

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires.
- 2 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les autres placements restreints sont inscrits dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé condensé des résultats.
- 3 Les gains (pertes) réalisé(e)s sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée selon les cours du marché lorsqu'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes latent(e)s sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	19	—	—	1 200	1 219
Change	—	—	—	23	23
	19	—	—	1 223	1 242
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	16	—	—	228	244
Change	—	—	—	17	17
Taux d'intérêt	—	119	—	—	119
	16	119	—	245	380
Total des actifs dérivés	35	119	—	1 468	1 622
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	—	—	—	(1 120)	(1 120)
Change	—	—	(2)	(28)	(30)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	—	(18)	(2)	(1 148)	(1 168)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(178)	(178)
Change	—	—	—	(4)	(4)
Taux d'intérêt	—	(17)	—	—	(17)
	—	(17)	—	(182)	(199)
Total des passifs dérivés	—	(35)	(2)	(1 330)	(1 367)
Total des dérivés	35	84	(2)	138	255

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel, de liquides et de crédits d'émission.

au 31 décembre 2023					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	9	—	—	1 195	1 204
Change	—	—	10	71	81
	9	—	10	1 266	1 285
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	3	—	—	86	89
Change	—	—	—	30	30
Taux d'intérêt	—	36	—	—	36
	3	36	—	116	155
Total des actifs dérivés	12	36	10	1 382	1 440
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(1)	—	—	(1 110)	(1 111)
Change	—	—	—	(14)	(14)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	(1)	(18)	—	(1 124)	(1 143)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(75)	(75)
Change	—	—	—	(2)	(2)
Taux d'intérêt	—	(29)	—	—	(29)
	—	(29)	—	(77)	(106)
Total des passifs dérivés	(1)	(47)	—	(1 201)	(1 249)
Total des dérivés	11	(11)	10	181	191

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de la juste valeur

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé condensé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs au titre des couvertures de la juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur ¹	
	30 septembre 2024	31 décembre 2023	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Dette à long terme	(4 139)	(2 630)	(84)	11

1 Au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2023, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes étaient de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers, se présentaient comme suit :

au 30 septembre 2024						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 257	127	(26)	(100)	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	5 368	3 000
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	16 750	—
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024-2025	2024	2024-2026	2030-2049

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel, aux liquides et aux crédits d'émission sont présentés en GWh, en Gpi³, en millions de barils et en milliers de tonnes métriques de CO₂ respectivement.

au 31 décembre 2023						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt	
Ventes (achats), montant net ¹	9 209	50	(7)	—	—	
Millions de dollars US	—	—	—	4 978	2 000	
Millions de pesos mexicains	—	—	—	20 000	—	
Dates d'échéance	2024-2044	2024-2029	2024	2024-2026	2030-2034	

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période				
Produits de base ²	54	(17)	33	113
Change	24	(40)	(78)	142
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	192	249	550	579
Change	(58)	(29)	(105)	110
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	6	(8)	24	(20)
Taux d'intérêt	(14)	(13)	(41)	(29)

1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus dans les produits à leur montant net. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents de 4 millions de dollars ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) au titre des couvertures de trésorerie abandonnées (néant en 2023).

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 11) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2024	2023	2024	2023
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés sur produits de base constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹	7	18	43	(5)

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste valeur ou de flux de trésorerie :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2024	2023	2024	2023
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	(44)	(24)	(114)	(70)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(14)	(13)	(41)	(29)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) ^{2,3}				
Produits de base ⁴	11	(29)	19	(77)
Taux d'intérêt ¹	(3)	(3)	(9)	(9)

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie.

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

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé condensé des résultats. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des gains latents de 4 millions de dollars ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) au titre des couvertures de trésorerie abandonnées (néant en 2023).

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des activités ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé condensé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Les tableaux qui suivent illustrent l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 30 septembre 2024 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 463	(1 224)	239
Change	40	(26)	14
Taux d'intérêt	119	(21)	98
	1 622	(1 271)	351
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 298)	1 224	(74)
Change	(34)	26	(8)
Taux d'intérêt	(35)	21	(14)
	(1 367)	1 271	(96)

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

au 31 décembre 2023 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 293	(1 099)	194
Change	111	(16)	95
Taux d'intérêt	36	(5)	31
	1 440	(1 120)	320
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 186)	1 099	(87)
Change	(16)	16	—
Taux d'intérêt	(47)	5	(42)
	(1 249)	1 120	(129)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2024, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 60 millions de dollars et des lettres de crédit de 58 millions de dollars (respectivement de 149 millions de dollars et de 83 millions de dollars au 31 décembre 2023). Au 30 septembre 2024, la société détenait une garantie en trésorerie de moins de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 25 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 15 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. La société peut également devoir fournir des garanties si la juste valeur de ses instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2024, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 8 millions de dollars (3 millions de dollars au 31 décembre 2023), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2024, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs.

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert des données les plus observables disponibles ou des évaluations de courtiers à long terme ou encore des prix des produits de base négociés qui ont été visés par contrats selon des modalités semblables pour effectuer l'estimation appropriée de ces opérations. Au besoin, les prix de ces opérations à échéance éloignée sont actualisés afin de refléter les prix prévus sur les marchés applicables. Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, a été classée comme suit :

au 30 septembre 2024				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	1 167	243	53	1 463
Change	—	40	—	40
Taux d'intérêt	—	119	—	119
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(1 113)	(175)	(10)	(1 298)
Change	—	(34)	—	(34)
Taux d'intérêt	—	(35)	—	(35)
	54	158	43	255

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024.

au 31 décembre 2023				
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	1 054	229	10	1 293
Change	—	111	—	111
Taux d'intérêt	—	36	—	36
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(1 002)	(163)	(21)	(1 186)
Change	—	(16)	—	(16)
Taux d'intérêt	—	(47)	—	(47)
	52	150	(11)	191

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

La société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui débiteront en 2025, qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans et qui proviendront de sources renouvelables déterminées dans la province d'Alberta. La juste valeur de ces contrats est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs et elle est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les volumes visés par les contrats proviendront environ à 80 % de la production éolienne, à 10 % de la production solaire et à 10 % du marché.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Solde au début de la période	3	(16)	(11)	(11)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)	8	6	25	1
Transferts vers le niveau 2	32	(2)	29	(1)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	—	1	—	—
Solde à la fin de la période¹	43	(11)	43	(11)

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les produits comprenaient des gains latents de 8 millions de dollars et de 25 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2024 (gains latents de 6 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2023).

14. ALLIANCE STRATÉGIQUE ET CESSION

Secteur Gazoducs - États-Unis

Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS)

Le 15 août 2024, la société et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (Énergir), ont finalisé la vente de PNGTS à un tiers à un prix d'achat brut d'environ 1,6 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris la prise en charge par le tiers de billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS, réparti au prorata des participations dans PNGTS (61,7 % à TC Énergie et 38,3 % à Énergir). Le gain de 572 millions de dollars avant impôts (408 millions de dollars US) attribuable à la société a été porté au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé condensé des résultats et le gain attribuable à la société a été de 456 millions de dollars après impôts (323 millions de dollars US). Le gain tient compte des gains de conversion de 15 millions de dollars, qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au poste « Bénéfice net (perte nette) ». Avant la scission, tous les actifs et les passifs de PNGTS étaient présentés comme étant destinés à la vente au bilan consolidé condensé au 31 mars et au 30 juin 2024. TC Énergie fournit des services de transition normaux et elle continuera de collaborer avec les acquéreurs afin de contribuer à une transition sécuritaire et ordonnée.

Secteur Gazoducs - Mexique

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »)

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle a acquis une participation de 13,01 % dans celle-ci, conformément aux modalités de l'alliance stratégique de la société, en échange d'une contrepartie en trésorerie et autre qu'en trésorerie de 561 millions de dollars (411 millions de dollars US). La transaction a été comptabilisée en tant que transaction sur les capitaux propres, un montant de 588 millions de dollars ayant été pris en compte dans les participations sans contrôle et un autre de 21 millions de dollars ayant été constaté dans les autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de la CFE. L'écart entre ces montants comptabilisés et la contrepartie reçue a été porté en diminution du surplus d'apport, à hauteur de 27 millions de dollars.

15. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 0,5 milliard de dollars au 30 septembre 2024 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2023, en raison de la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités. Au 30 septembre 2024, les engagements au titre des dépenses en immobilisations englobaient les activités liées aux pipelines de liquides, principalement en lien avec le projet de raccordement Blackrod. À compter du 1^{er} octobre 2024, date de la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides seront présentées en tant qu'activités abandonnées. Se reporter à la note 3 « Scission des activités liées aux pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Éventualités

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. La société évalue continuellement toutes les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation, afin de déterminer si elles répondent aux exigences en matière d'obligations d'information ou de comptabilisation d'une perte éventuelle. À l'exception des questions décrites ci-après, la direction estime que le règlement ultime de ces procédures n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société. Les réclamations ci-après sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte. Ce risque n'a toutefois pas été jugé probable et une estimation raisonnable ne peut être formulée.

Coastal GasLink LP

Coastal GasLink s'oppose à un certain nombre d'entrepreneurs relativement à la construction du gazoduc Coastal GasLink. Les questions d'ordre juridique d'importance relativement à Coastal GasLink sont résumées ci-dessous.

SA Energy Group

Coastal GasLink LP et SA Energy Group (« SAEG »), l'un des principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, sont parvenues à une solution satisfaisante pour toutes les parties dans les litiges qui les opposent. Le règlement ne constitue pas un aveu de responsabilité par l'une ou l'autre des parties. D'un commun accord, elles ont renoncé à leurs demandes d'arbitrage respectives. Les détails concernant l'arbitrage et le règlement sont confidentiels. Il convient toutefois de noter que le règlement n'a pas entraîné de paiements supplémentaires à SAEG et qu'il n'a eu aucune incidence sur les états financiers de TC Énergie.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd. (« PAPC »), l'un de ses principaux anciens entrepreneurs en construction, sont en arbitrage. Coastal GasLink LP a résilié son contrat avec PAPC pour motifs sérieux, en raison du défaut de PAPC d'achever les travaux dans les délais, et a formulé une demande, conformément à la garantie de la société mère, au titre du paiement des obligations garanties. À la suite de la demande faite par Coastal GasLink LP concernant la garantie, PAPC a déposé, en août 2022, une requête d'arbitrage. En date du 30 septembre 2024, PAPC visait des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée pour motifs sérieux, des dommages-intérêts en lien avec la résiliation et des paiements supposément à effectuer d'au moins 460 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de PAPC et a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de PAPC ainsi que de sa société-mère et garant, Bonatti S.p.A., citant les délais et l'incapacité de PAPC à effectuer et à gérer les travaux conformément aux modalités de son contrat. Coastal GasLink LP estime que ses dommages-intérêts se chiffrent à 1,3 milliard de dollars. PAPC et Bonatti S.p.A. contestent la requête de Coastal GasLink LP et font valoir que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP, le cas échéant, sont assujettis à une limite contractuelle d'environ 220 millions de dollars. L'audience d'arbitrage prévue pour novembre 2024 a été ajournée temporairement en raison d'un retard inattendu lié à un participant autre que TC Énergie et une nouvelle date sera établie aussi rapidement que possible. Au 30 septembre 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Indépendamment à ce qui précède, Coastal GasLink LP a prélevé un montant sur une lettre de crédit de soutien irrévocable de 117 millions de dollars fournie par PAPC en se basant sur l'estimation de bonne foi que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP sont supérieurs à la valeur nominale de la lettre de crédit. PAPC a demandé une ordonnance interdisant à Coastal GasLink LP de prélever des montants sur ladite lettre en attendant les résultats de l'arbitrage entre Coastal GasLink LP, PAPC et Bonatti S.p.A., mais n'a pas obtenu gain de cause. Coastal GasLink LP peut maintenant utiliser les fonds recouvrés au moyen de la lettre de crédit. PAPC et Bonatti S.p.A. ont modifié leurs réclamations initiales en vue d'obtenir des dommages-intérêts additionnels en lien avec les prélèvements sur la lettre de crédit. Le montant de la réclamation n'a pas été déterminé au-delà du montant de 117 millions de dollars. Les parties ont convenu que la question des dommages-intérêts découlant du prélèvement fait par Coastal GasLink LP sur la lettre de crédit sera évaluée, au besoin, à une date ultérieure à l'audience d'arbitrage mentionnée plus haut.

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

Coastal GasLink LP est en litige avec la coentreprise Macro Spiecapag Coastal Gaslink Joint Venture (« MSJV »), son ancien entrepreneur principal. En mai 2021, Coastal GasLink LP a mis fin à une partie des travaux visés par le contrat conclu avec MSJV. MSJV a poursuivi les travaux restants en tant que principal entrepreneur, mais elle n'a pas achevé ces travaux dans les délais. MSJV réclame des dommages-intérêts pour l'annulation des travaux ainsi que certains coûts, ce qui a été rejeté par Coastal GasLink LP. Les réclamations globales de MSJV à l'encontre de Coastal GasLink LP se chiffrent à près de 426 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de MSJV et réclame des dommages-intérêts d'environ 560 millions de dollars en raison des coûts engagés et des délais. Coastal GasLink LP a déposé un avis de demande d'arbitrage le 11 octobre 2024. Les parties sont en pourparlers à l'égard du processus d'arbitrage. Au 30 septembre 2024, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

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

Le 15 mai 2024, le tribunal a attribué la responsabilité à l'égard des dommages-intérêts totaux relatifs au processus de vente se chiffrent 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.

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 des décisions rendues par le tribunal et elle prévoit que l'appel sera entendu d'ici le milieu de 2025. Dans le cadre du processus d'appel, plutôt que de payer les montants prévus dans le jugement, TC Énergie a déposé un cautionnement d'appel d'un montant de 380 millions de dollars US, ce qui correspond à peu près au montant prévu dans le jugement définitif, majoré des intérêts postérieurs au jugement sur une période de neuf mois. Selon l'appréciation juridique faite par la société, il est improbable que TC Énergie subisse une perte une fois le processus d'appel terminé; par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 septembre 2024.

Requête en arbitrage relative à des procédures en vertu de l'ALENA

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Les États-Unis se sont opposés du fait que les dispositions transitoires en vertu de l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») qui protègent les investissements faits au moment où l'ALENA était en vigueur ne s'appliquent qu'aux poursuites intentées avant le 1^{er} juillet 2020, lorsque l'ACEUM a remplacé l'ALENA. Le tribunal d'arbitrage se prononçant sur la requête a remis une décision partagée le 12 juillet 2024, dans laquelle la majorité des membres ont soutenu la position des États-Unis et conclu qu'ils ne disposaient pas de la compétence leur permettant d'entendre la requête de TC Énergie. Après avoir évalué la décision et les options qui s'offrent à elle pour contester cette décision, TC Énergie a conclu, malgré qu'elle soit toujours convaincue de la validité de la requête et qu'elle estime inappropriée la décision du tribunal d'arbitrage, que les règles relatives aux mécanismes de règlement des différends investisseur-État en vertu de l'ACEUM ne permettent pas de poursuivre les démarches relatives à la requête. Par conséquent, aucun autre recours ne sera exercé. Cette décision met fin à la requête de TC Énergie.

Garanties

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

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

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TC Énergie, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme au bilan consolidé condensé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Échéance	30 septembre 2024		31 décembre 2023	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	88	—	97	—
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2043	112	3	80	3
		288	3	265	3

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

16. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV ou qui ne sont pas considérées comme des entreprises s'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	642	190
Débiteurs	795	476
Stocks	196	90
Autres actifs à court terme	202	49
	1 835	805
Immobilisations corporelles¹	47 698	27 649
Placements restreints	946	—
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	809	823
Actifs réglementaires	32	12
Écart d'acquisition	449	439
Immobilisations incorporelles et autres actifs	13	—
	51 782	29 728
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	1 568	1 135
Intérêts courus	195	210
Tranche à court terme de la dette à long terme	1 941	28
	3 704	1 373
Passifs réglementaires	1 205	280
Autres passifs à long terme	79	56
Passifs d'impôts reportés	6	22
Dette à long terme	11 646	11 388
	16 640	13 119

1 Le 1^{er} avril 2024, le réseau de NGTL a été classé à titre d'EDDV lorsque sa propriété a été transférée de Nova Gas Transmission Ltd. à NGTL GP Ltd. au nom de NGTL Limited Partnership.

EDDV non consolidées

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	6 601	6 241
Coastal GasLink	732	294
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	1 097	1 117
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 924	1 538
Coastal GasLink ²	745	855
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	58
Risque maximal de perte	11 157	10 103

1 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.

2 TC Énergie est soumise à l'obligation contractuelle de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement de la phase I du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts du projet. Au 30 septembre 2024, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 375 millions de dollars (3 375 millions de dollars au 31 décembre 2023). L'encours de ce prêt subordonné se chiffrait à 2 680 millions de dollars au 30 septembre 2024, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 695 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Coastal GasLink » pour un complément d'information. En plus de la convention de prêt subordonné, TC Énergie a conclu une nouvelle convention d'apports de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 50 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs aux projet Cedar Link.