

Rapport trimestriel aux actionnaires

Deuxième trimestre de 2025

Rapport de gestion

Le 30 juillet 2025

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités ci-joints pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025, qui ont été préparés 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 2024, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2024. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2024. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a mené à terme la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission »), qui sont devenues une nouvelle société ouverte appelée South Bow Corporation. Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 et à la rubrique « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

- la concrétisation des effets attendus des acquisitions et des cessions, y compris la scission;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions réglementaires et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques en matière de durabilité, y compris les risques liés au climat, et l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique et politique ainsi que les négociations commerciales en cours 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 2024.

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).

Points saillants des résultats financiers

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

Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies et abandonnées et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information ainsi qu'à l'analyse de chaque secteur et aux rubriques « Situation financière » et « Activités abandonnées » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

Les analyses dans le présent rapport de gestion sont fondées sur les activités poursuivies, sauf indication contraire. Les résultats des exercices précédents ont été révisés afin de refléter leur répartition entre les activités poursuivies et les activités abandonnées.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice				
Produits	3 744	3 327	7 367	6 836
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	833	963	1 811	2 166
découlant des activités poursuivies	862	804	1 840	1 792
découlant des activités abandonnées	(29)	159	(29)	374
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,80 \$	0,93 \$	1,74 \$	2,09 \$
découlant des activités poursuivies	0,83 \$	0,78 \$	1,77 \$	1,73 \$
découlant des activités abandonnées	(0,03) \$	0,15 \$	(0,03) \$	0,36 \$
BAIIA comparable ²	2 625	2 694	5 334	5 784
découlant des activités poursuivies	2 625	2 348	5 334	5 018
découlant des activités abandonnées	—	346	—	766
Résultat comparable ²	848	978	1 831	2 262
découlant des activités poursuivies	848	822	1 831	1 877
découlant des activités abandonnées	—	156	—	385
Résultat comparable par action ordinaire ²	0,82 \$	0,94 \$	1,76 \$	2,18 \$
découlant des activités poursuivies	0,82 \$	0,79 \$	1,76 \$	1,81 \$
découlant des activités abandonnées	—	0,15 \$	—	0,37 \$
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,85 \$ ³	0,96 \$	1,70 \$ ³	1,92 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 040	1 037	1 040	1 037
– émises et en circulation à la fin de la période	1 040	1 037	1 040	1 037

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

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

3 Représente les dividendes déclarés postérieurement à la scission.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie¹				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ^{2,3}	2 173	1 655	3 532	3 697
Fonds provenant de l'exploitation comparables ^{2,3}	1 964	1 874	3 913	4 310
Dépenses d'investissement ⁴	1 379	1 591	3 188	3 488
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction ⁵	—	464	—	426

1 Comprend les activités poursuivies et les activités abandonnées.

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

3 Comprend les résultats du secteur Pipelines de liquides pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 comparativement à néant pour les périodes correspondantes de 2025. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

4 Les dépenses d'investissement représentent les flux de trésorerie associés à nos dépenses en immobilisations, aux projets d'investissement en cours d'aménagement et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la note 4 « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

5 Inclus dans les activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.

Résultats consolidés

	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Gazoducs – Canada	551	514	1 067	1 015
Gazoducs – États-Unis	907	762	2 016	1 805
Gazoducs – Mexique	191	266	402	478
Énergie et solutions énergétiques	312	220	447	472
Siège social	(7)	(26)	(12)	(87)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	1 954	1 736	3 920	3 683
Intérêts débiteurs	(847)	(783)	(1 687)	(1 563)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	114	184	362	341
Gains (pertes) de change, montant net	69	(67)	112	(40)
Intérêts créditeurs et autres	49	68	100	143
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	1 339	1 138	2 807	2 564
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies	(337)	(148)	(630)	(392)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 002	990	2 177	2 172
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	(29)	159	(29)	374
Bénéfice net (perte nette)	973	1 149	2 148	2 546
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(112)	(159)	(281)	(330)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	861	990	1 867	2 216
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(27)	(56)	(50)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	833	963	1 811	2 166
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,80 \$	0,93 \$	1,74 \$	2,09 \$
découlant des activités poursuivies	0,83 \$	0,78 \$	1,77 \$	1,73 \$
découlant des activités abandonnées	(0,03) \$	0,15 \$	(0,03) \$	0,36 \$

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

	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires				
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	1 002	990	2 177	2 172
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(112)	(159)	(281)	(330)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	890	831	1 896	1 842
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(27)	(56)	(50)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	862	804	1 840	1 792
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	(29)	159	(29)	374
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	833	963	1 811	2 166

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

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies a augmenté de 58 millions de dollars, ou de 0,05 \$ par action ordinaire, et de 48 millions de dollars, ou de 0,04 \$ par action ordinaire, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025, comparativement aux périodes correspondantes de 2024.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

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

Mesures comparables

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

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

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

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Ces mesures s'appliquent à nos activités poursuivies et à nos activités abandonnées. Des rapprochements quantitatifs de nos mesures comparables avec leurs mesures conformes aux PCGR correspondantes et une analyse des ajustements particuliers apportés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 et les périodes comparatives sont présentés tout au long du présent rapport de gestion.

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

BAlIA comparable et BAlI comparable

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

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

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire – activités poursuivies

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

Résultats de 2025

- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 132 millions de dollars et de 129 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») et Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »), déduction faite des participations sans contrôle;
- une perte avant impôts de 93 millions de dollars et de 91 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 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.

Résultats de 2024

- un gain avant impôts de 48 millions de dollars au deuxième trimestre de 2024 découlant de la vente d'actifs secondaires des secteurs Gazoducs — États-Unis et Gazoducs — Canada;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 3 millions de dollars et des gains de change latents nets de 52 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, respectivement, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite des participations sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars et de 24 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 avant impôts de 34 millions de dollars au titre d'un règlement non récurrent avec un tiers au premier trimestre de 2024;
- des coûts avant impôts de 10 millions de dollars liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL au deuxième trimestre de 2024;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars se rapportant aux coûts liés au projet Focus au premier trimestre de 2024.

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

	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	862	804	1 840	1 792
Postes particuliers (avant impôts) :				
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	(48)	—	(48)
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés ²	132	3	129	(52)
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 ³	93	(3)	91	(24)
Règlement avec un tiers	—	—	—	34
Coûts liés au projet Focus ⁴	—	—	—	10
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	10	—	10
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(8)	(4)	(18)	1
Activités de gestion des risques ⁵	(274)	55	(255)	186
Impôts liés à des postes particuliers⁶	43	5	44	(32)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	848	822	1 831	1 877
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,83 \$	0,78 \$	1,77 \$	1,73 \$
Postes particuliers (après impôts)	(0,01)	0,01	(0,01)	0,08
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,82 \$	0,79 \$	1,76 \$	1,81 \$

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

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

3 En 2022, TGNH et la CFE ont conclu des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé et nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues en lien avec l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui fluctuera d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des hypothèses économiques et de l'information prospective. Cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, et nous avons donc exclu les variations latentes, déduction faite des participations sans contrôle, des mesures comparables. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés pour obtenir des précisions.

4 En 2022, nous avons lancé le projet Focus, qui comporte des avantages sous forme de gains de sécurité, de productivité et d'efficacité devant se concrétiser à long terme. En 2023 et en 2024, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles se rapportaient à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi, certains de ceux-ci n'étant pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales.

5	Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
		2025	2024	2025	2024
	Gazoducs – États-Unis	64	(40)	58	(63)
	Installations énergétiques au Canada	19	3	(22)	60
	Installations énergétiques aux États-Unis	3	(7)	2	(11)
	Stockage de gaz naturel	9	20	(20)	(70)
	Change	179	(31)	237	(102)
		274	(55)	255	(186)
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(67)	14	(62)	46
	Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	207	(41)	193	(140)

6 Se reporter à la rubrique « Siège social » pour un complément d'information.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE – ACTIVITÉS POURSUIVIES

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers présentés à la page précédente et il exclut les charges d'amortissement. Se reporter à l'analyse de chaque secteur pour plus de précisions sur le rapprochement du BAIIA comparable.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Gazoducs – Canada	923	846	1 813	1 692
Gazoducs – États-Unis	1 089	1 003	2 456	2 309
Gazoducs – Mexique	319	286	552	500
Énergie et solutions énergétiques	301	227	525	547
Siège social	(7)	(14)	(12)	(30)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	2 625	2 348	5 334	5 018
Amortissement	(671)	(633)	(1 349)	(1 268)
Intérêts débiteurs	(847)	(783)	(1 687)	(1 563)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	114	184	362	341
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	55	(51)	45	(8)
Intérêts créditeurs et autres	49	68	100	143
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(294)	(143)	(586)	(424)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(155)	(141)	(332)	(312)
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(27)	(56)	(50)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	848	822	1 831	1 877
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	0,82 \$	0,79 \$	1,76 \$	1,81 \$

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

BAlIA comparable découlant des activités poursuivies – comparaison de 2025 et de 2024

Le BAlIA comparable du trimestre clos le 30 juin 2025 a été supérieur de 277 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAlIA accru du secteur Gazoducs – Canada, attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et aux apports plus importants de Coastal GasLink;
- le BAlIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports accrus de Bruce Power en raison de la hausse du prix contractuel et de la production, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des prix de l'électricité réalisés pour les installations énergétiques au Canada;
- la hausse du BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable surtout à une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite d'une hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025 et pouvant faire l'objet d'un remboursement après la résolution d'une instance tarifaire, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et aux ventes contractuelles supplémentaires, facteurs en partie compensés par la diminution du résultat imputable à la vente de Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »), finalisée en août 2024, et la baisse du bénéfice de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation;
- le BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique à la hausse, attribuable principalement au résultat accru de TGNH se rapportant surtout à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation de la charge d'impôts;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAlIA comparable de nos activités libellées en dollars US, qui a été converti au taux de 1,38 en 2025, contre 1,37 en 2024. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAlIA comparable du semestre clos le 30 juin 2025 a été supérieur de 316 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2024, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAlIA accru du secteur Gazoducs – Canada, attribuable principalement à l'augmentation des coûts transférables et aux apports plus importants de Coastal GasLink;
- la hausse du BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable surtout à une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite d'une hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025 et pouvant faire l'objet d'un remboursement après la résolution d'une instance tarifaire, au résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et aux ventes contractuelles supplémentaires, facteurs en partie compensés par la diminution du résultat imputable à la vente de PNGTS, finalisée en août 2024, et la baisse du bénéfice de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation;
- le BAlIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique à la hausse, attribuable principalement au résultat accru de TGNH se rapportant surtout à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway, facteur compensé en partie par le repli de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation de la charge d'impôts;
- le BAlIA moins élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable au repli des prix de l'électricité réalisés pour les installations énergétiques au Canada et à l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, facteurs contrebalancés en partie par les apports nets de Bruce Power en raison surtout de la hausse du prix contractuel, dont l'effet a été réduit par la baisse de la production en raison surtout du commencement du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 4 et les coûts d'exploitation plus élevés;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAlIA comparable de nos activités libellées en dollars US, qui a été converti au taux de 1,41 en 2025, contre 1,36 en 2024. 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 l'amortissement, les charges financières et les impôts sur le bénéfice, les variations de ces coûts influent sur notre BAlIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière importante sur notre bénéfice net.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies – comparaison de 2025 et de 2024

Le résultat comparable a augmenté de 26 millions de dollars, ou de 0,03 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 30 juin 2025 comparativement à celui de la période correspondante de 2024. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la charge d'impôts accrue attribuable surtout à l'incidence de l'exposition au change au Mexique, à un changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférables;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison surtout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway, contré en partie par les dépenses en immobilisations affectées aux projets de gazoducs aux États-Unis;
- la hausse des intérêts débiteurs attribuable surtout à la baisse des intérêts capitalisés, à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US et aux émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison surtout des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en raison de l'incidence nette du bénéfice net tiré des actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf, de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE ainsi que de la cession de PNGTS aux deuxième et troisième trimestres de 2024, respectivement;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US, la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos et le gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 au remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

Le résultat comparable a reculé de 46 millions de dollars, ou de 0,05 \$ par action ordinaire, pour le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement à celui de la période correspondante de 2024. Cette diminution est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la charge d'impôts accrue attribuable surtout à l'incidence de l'exposition au change au Mexique, à la hausse des impôts sur le bénéfice transférable et à un changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités;
- la hausse des intérêts débiteurs, attribuable surtout à la baisse des intérêts capitalisés, à l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US et aux émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison surtout des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des intérêts gagnés sur les placements à court terme;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en raison de l'incidence nette du bénéfice net tiré des actifs de Columbia Gas et Columbia Gulf, de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et de la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE ainsi que de la cession de PNGTS aux deuxième et troisième trimestres de 2024, respectivement;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change quant aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US, la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos et le gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 au remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;

- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction attribuable surtout à la comptabilisation d'une telle provision visant le gazoduc Southeast Gateway jusqu'à son achèvement au deuxième trimestre de 2025, contrebalancée en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision visant le tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes et l'effet du change résultant du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens équivalents.

Mesures financières supplémentaires

Dépenses en immobilisations nettes

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

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

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

Dans l'ensemble, les perspectives relatives à notre BAIIA comparable et à notre résultat comparable par action ordinaire pour 2025 demeurent conformes à celles énoncées dans notre rapport annuel de 2024.

Dépenses en immobilisations consolidées

Le total prévu de nos dépenses en immobilisations pour 2025, qui est présenté dans notre rapport annuel de 2024, demeure essentiellement inchangé.

Programme d'investissement

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

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 21 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

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

Nous avons mis en service des projets visant la capacité des gazoducs d'environ 5,8 milliards de dollars dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord, dont le gazoduc Southeast Gateway. Des dépenses d'investissement de maintien de 0,8 milliard de dollars environ ont été engagées au cours de la période.

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

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 de 2024. 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 à la page suivante. 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.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés des projets au 30 juin 2025
Gazoducs – Canada¹			
Réseau de NGTL	2025	0,2	0,2
	2026	0,5 ²	0,2
	2027+	0,6 ²	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,5	0,3
Gazoducs – États-Unis			
Projet VR	2025	0,5 US	0,3 US
Projet WR	2025	0,7 US	0,4 US
Prolongement de Gillis Access	2026-2027	0,4 US	0,1 US
Projet Heartland	2027	0,9 US	0,1 US
Projet Northwoods	2029	0,9 US	—
Projets Pulaski et Maysville	2029	0,8 US	—
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie	2030	0,3 US	—
Autres investissements ³	2025-2028	1,4 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2025-2027	2,3 US	0,3 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud ⁴	—	0,4 US	0,3 US
Tula ⁵	—	0,4 US	0,3 US
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 3	2026	1,1	1,0
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 4 ⁶	2028	0,9	0,3
Bruce Power – Programme de RCP du réacteur 5 ⁶	2030	1,1	0,2
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁷	2025-2031	1,8	0,7
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁸	2025-2027	0,4	—
		18,1	5,1
Incidence du change sur les projets garantis ⁹		3,2	0,8
Total des projets garantis (en dollars CA)		21,3	5,9

- 1 Notre quote-part des capitaux propres engagés pour financer le coût estimé du projet Coastal GasLink - Cedar Link se chiffre à 37 millions de dollars.
- 2 Comprend les montants liés aux projets prévus dans le plan de croissance pluriannuel pour lesquels une décision d'investissement finale a été obtenue.
- 3 Comprend des dépenses en immobilisations liées à certains projets de maintenance de grande envergure dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis en raison de leur nature particulière en matière de recouvrements réglementaires.
- 4 Nous travaillons de concert avec la CFE pour terminer le dernier tronçon du gazoduc Villa de Reyes. La date de mise en service sera déterminée après la résolution de questions en suspens relatives aux parties prenantes.
- 5 Coût estimatif du projet conformément aux contrats conclus en 2022 dans le cadre de l'alliance stratégique de TGNH intervenue entre TC Énergie et la CFE. Nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale future et d'une révision des coûts estimés.
- 6 Les montants sont présentés déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement attendus annoncés par le gouvernement du Canada en février 2024.
- 7 Réflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs jusqu'en 2027, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production.
- 8 Comprend les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à nos actifs des secteurs Énergie et solutions énergétiques et Siège social.
- 9 Réflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,36 au 30 juin 2025.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit présente 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Réseau de NGTL	639	598	1 276	1 199
Réseau principal au Canada	201	195	379	383
Autres gazoducs au Canada ¹	83	53	158	110
BAIIA comparable	923	846	1 813	1 692
Amortissement	(372)	(342)	(746)	(687)
BAII comparable	551	504	1 067	1 005
Poste particulier :				
Gain (perte) sur la vente d'actifs secondaires	—	10	—	10
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	551	514	1 067	1 015

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 a augmenté de 37 millions de dollars et de 52 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024 et il comprend un gain avant impôts de 10 millions de dollars sur la vente d'actifs secondaires au deuxième trimestre de 2024, qui a été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

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

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	199	197	397	392
Réseau principal au Canada	66	60	123	115
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			19 350	19 413
Réseau principal au Canada			3 673	3 635

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025, le bénéfice net du réseau de NGTL s'est accru respectivement de 2 millions de dollars et de 5 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs. Le réseau de NGTL est actuellement exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans approuvé par la REC (le « règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL »), qui a débuté le 1^{er} janvier 2025 et prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL des taux d'amortissement plus élevés et la possibilité d'augmenter davantage les taux d'amortissement grâce à un incitatif si les tarifs baissent sous le seuil précisé ou que des projets de croissance sont entrepris. Il prévoit aussi des mécanismes incitatifs visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, tout en procurant des incitatifs relatifs à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 a augmenté de 6 millions de dollars et de 8 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement portant sur le réseau principal pour la période de 2021 à 2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 77 millions de dollars et de 121 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de la charge d'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférables ainsi que des revenus au titre des incitatifs, ce qui a été contré en partie par la baisse des charges financières transférables relatives au réseau de NGTL;
- la hausse des apports de Coastal GasLink attribuable principalement à la mise en service commerciale annoncée du gazoduc au quatrième trimestre de 2024.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 30 millions de dollars et 59 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, par suite surtout de la hausse des taux d'amortissement du réseau de NGTL aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit présente 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Columbia Gas ¹	432	366	884	804
ANR	135	137	333	326
Columbia Gulf ¹	62	59	116	121
Great Lakes	38	41	109	110
GTN	62	39	122	94
PNGTS ^{1, 2}	—	25	—	52
Autres gazoducs aux États-Unis ³	58	66	176	194
BAIIA comparable	787	733	1 740	1 701
Amortissement	(177)	(175)	(353)	(353)
BAII comparable	610	558	1 387	1 348
Incidence du change	233	206	571	482
BAII comparable (en dollars CA)	843	764	1 958	1 830
Postes particuliers :				
(Gain) perte sur la vente d'actifs secondaires	—	38	—	38
Activités de gestion des risques	64	(40)	58	(63)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	907	762	2 016	1 805

1 Comprend des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « Siège social » pour un complément d'information.

2 La vente de PNGTS a été menée à terme en août 2024.

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 145 millions de dollars et de 211 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. Il comprend les postes particuliers qui suivent, lesquels ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- un gain avant impôts sur la vente d'un actif secondaire de 38 millions de dollars 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.

Le raffermissement du dollar américain pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US comparativement à la période correspondante de 2024. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 54 millions de dollars US et de 39 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite d'une hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1^{er} avril 2025 et pouvant faire l'objet d'une révision après la finalisation et l'approbation des modalités du règlement. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- 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;
- la diminution du résultat par suite de la vente de PNGTS finalisée en août 2024;
- la baisse de la quote-part du bénéfice provenant d'Iroquois et de Millennium;
- la diminution du bénéfice attribuable aux charges d'exploitation plus élevées, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte ainsi que la hausse des impôts fonciers découlant des projets mis en service.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 est demeuré généralement stable par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024.

Gazoducs – Mexique

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 US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
TGNH ^{1,2}	159	61	223	124
Sur de Texas ³	1	77	27	102
Topolobampo	39	39	78	78
Guadalajara	14	15	31	30
Mazatlán	17	18	34	34
BAIIA comparable	230	210	393	368
Amortissement	(17)	(17)	(34)	(34)
BAIL comparable	213	193	359	334
Incidence du change	81	70	144	120
BAIL comparable (en dollars CA)	294	263	503	454
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	(103)	3	(101)	24
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	191	266	402	478

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

2 Comprend des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « 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 pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 a reculé de 75 millions de dollars et de 76 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024 et il comprend une perte latente de 103 millions de dollars et de 101 millions de dollars, respectivement (recouvrement de 3 millions de dollars et de 24 millions de dollars, respectivement, en 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, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Au cours du deuxième trimestre de 2025, nous avons achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans un contrat de location-vente. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » ainsi qu'à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2025 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 2024. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 a augmenté de 20 millions de dollars US et de 25 millions de dollars US par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat de TGNH attribuable surtout au gazoduc Southeast Gateway;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, principalement imputable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait de l'appréciation du peso mexicain et à la charge d'impôts plus élevée.

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

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 a été comparable à celui des périodes correspondantes de 2024. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, les actifs liés au gazoduc Southeast Gateway, maintenant achevé, ont été sortis des immobilisations corporelles pour être pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » de notre bilan consolidé condensé, aucune charge d'amortissement n'ayant été comptabilisée.

Énergie et solutions énergétiques

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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Bruce Power ¹	233	150	365	331
Installations énergétiques au Canada	70	87	115	168
Stockage de gaz naturel et autres ²	(2)	(10)	45	48
BAIIA comparable	301	227	525	547
Amortissement	(28)	(27)	(56)	(53)
BAIL comparable	273	200	469	494
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	8	4	18	(1)
Activités de gestion des risques	31	16	(40)	(21)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	312	220	447	472

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

2 Ces données comprennent nos participations sans contrôle dans les parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas »), qui se composent des participations de catégorie A. Se reporter à la rubrique « Siège social » pour un complément d'information.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 92 millions de dollars et diminué de 25 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs au départ à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 74 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des apports de Bruce Power du fait du prix contractuel plus élevé, du moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation se traduisant par une production accrue ainsi que de la baisse des coûts d'interruption, facteurs contrés en partie par l'augmentation des charges d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable principalement à la baisse des coûts liés à l'expansion des affaires au deuxième trimestre de 2025, contrée en partie par l'apport moins important de nos activités de commercialisation aux États-Unis;
- les résultats financiers moindres des installations énergétiques au Canada, essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a reculé de 22 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport à celui de la période correspondante de 2024, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- les résultats financiers moindres des installations énergétiques au Canada, essentiellement attribuables à la baisse des prix de l'électricité réalisés;
- la diminution du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable principalement à l'amenuisement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta ainsi qu'à l'apport moins important de nos activités de commercialisation aux États-Unis, facteurs en partie compensés par le ralentissement des activités d'expansion des affaires;
- la hausse des apports de Bruce Power du fait du prix contractuel plus élevé et de la baisse des coûts d'interruption, facteurs contrés en partie par le recul de la production attribuable surtout au commencement du RCP du réacteur 4 et l'augmentation des charges d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Bruce Power » pour un complément d'information; .

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 est demeuré généralement stable par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024.

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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAII comparable :				
Produits ¹	563	487	1 064	1 012
Charges d'exploitation	(238)	(244)	(512)	(497)
Amortissement et autres	(92)	(93)	(187)	(184)
BAIIA comparable et BAII comparable²	233	150	365	331
Bruce Power – données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3, 4}	98 %	78 %	92 %	85 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	—	116	65	160
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	10	15	23	21
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	5 096	4 685	9 741	10 226
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	110 \$	102 \$	108 \$	98 \$

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

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

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

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

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée, selon le cas.

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

Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 5 a été mené à bien au premier trimestre de 2025. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 2 devraient commencer au troisième trimestre de 2025.

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

Siège social

Le tableau qui suit présente 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
BAIIA comparable	(7)	(14)	(12)	(30)
Amortissement	—	(2)	—	(3)
BAII comparable	(7)	(16)	(12)	(33)
Postes particuliers :				
Règlement avec un tiers	—	—	—	(34)
Coûts liés au projet Focus	—	—	—	(10)
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	(10)	—	(10)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(7)	(26)	(12)	(87)

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

La perte sectorielle du secteur Siège social a diminué de 19 millions de dollars et de 75 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024. 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 avant impôts de 34 millions de dollars (25 millions de dollars US) au premier trimestre de 2024 se rapportant à un règlement non récurrent avec un tiers;
- une charge avant impôts de 10 millions de dollars au premier trimestre de 2024 au titre des coûts liés au projet Focus;
- un coût avant impôts de 10 millions de dollars au deuxième trimestre de 2024 en lien avec le transfert de la propriété du réseau de NGTL.

Le BAIIA comparable du secteur Siège social a augmenté de 7 millions de dollars et de 18 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, en raison principalement des coûts partagés en 2024 relativement aux services généraux et aux activités de gouvernance de TC Énergie qui n'ont pas été attribués aux activités abandonnées.

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(202)	(220)	(397)	(445)
Libellés en dollars US	(429)	(470)	(858)	(944)
Incidence du change	(165)	(172)	(352)	(338)
	(796)	(862)	(1 607)	(1 727)
Autres intérêts et charge d'amortissement	(53)	(47)	(85)	(87)
Intérêts capitalisés	2	66	5	134
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	60	—	117
Intérêts débiteurs	(847)	(783)	(1 687)	(1 563)

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

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 64 millions de dollars et de 124 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024;
- l'absence d'intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées en 2025;
- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme, y compris les intérêts débiteurs moindres à la suite des offres publiques d'achat en trésorerie de TCPL au quatrième trimestre de 2024. Se reporter à notre rapport annuel de 2024 et à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Libellée en dollars CA	13	8	24	17
Libellée en dollars US	72	128	238	238
Incidence du change	29	48	100	86
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	114	184	362	341

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 70 millions de dollars et augmenté de 21 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024.

La baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour le trimestre clos le 30 juin 2025 a découlé avant tout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway et de la suspension de la comptabilisation de la provision liée au tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes au premier trimestre de 2025, à la suite de retards persistants dans la construction du projet en attendant la résolution de questions relatives aux parties prenantes, ce qui a été neutralisé en partie par les dépenses en immobilisations engagées à l'égard de nos projets de gazoducs aux États-Unis.

La hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour le semestre clos le 30 juin 2025 est avant tout attribuable à la provision liée au gazoduc Southeast Gateway jusqu'à son achèvement au deuxième trimestre de 2025, facteur contré en partie par la suspension de la comptabilisation de la provision liée au tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes au premier trimestre de 2025 ainsi que par l'effet du change résultant du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens équivalents.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	55	(51)	45	(8)
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés ¹	(165)	15	(170)	70
Activités de gestion des risques	179	(31)	237	(102)
Gains (pertes) de change, montant net	69	(67)	112	(40)

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

Le montant net des gains (pertes) de change a varié de 136 millions de dollars et de 152 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024. 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.

Le montant net des gains (pertes) de change inclus dans le résultat comparable a varié de 106 millions de dollars et de 53 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport à celui des périodes correspondantes de 2024. Ces variations sont principalement attribuables à l'incidence nette des éléments suivants :

- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les passifs nets au Mexique et le bénéfice libellé en dollars US;
- les gains de change inscrits en 2025 comparativement aux pertes de change inscrites en 2024 à la réévaluation en dollars canadiens des actifs et passifs libellés en dollars US;
- les pertes de change inscrites en 2025 comparativement aux gains de change inscrits en 2024 à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- un gain net réalisé au deuxième trimestre de 2024 au remboursement partiel du prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Intérêts créditeurs et autres	49	68	100	143

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

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 19 millions de dollars et de 43 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, en raison de la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme, contrée en partie par la variation de la juste valeur d'autres placements restreints.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(294)	(143)	(586)	(424)
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(4)	—	(6)	—
Gain sur la vente d'actifs secondaires	—	15	—	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	30	(1)	29	(7)
Règlement avec un tiers	—	—	—	8
Coûts liés au projet Focus	—	—	—	2
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	(32)	—	(32)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(2)	(1)	(5)	—
Activités de gestion des risques	(67)	14	(62)	46
(Charge) recouvrement d'impôts	(337)	(148)	(630)	(392)

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

La charge d'impôts a augmenté de 189 millions de dollars et de 238 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024. L'incidence fiscale sur les postes particuliers auxquels il est fait référence dans le présent rapport de gestion a été intégrée dans 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 151 millions de dollars et de 162 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, principalement du fait de l'incidence de l'exposition au change au Mexique, de la hausse des impôts sur le bénéfice transférables et du changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités.

(BÉNÉFICE NET) PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 30 juin 2025	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
		2025	2024	2025	2024
Columbia Gas et Columbia Gulf	40 %	(151)	(129)	(322)	(290)
Parcs éoliens au Texas ¹	100 %	9	9	19	11
TGNH ²	13,01 %	(13)	(10)	(29)	(10)
PNGTS ³	—	—	(11)	—	(23)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		(155)	(141)	(332)	(312)
Postes particuliers :					
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés		33	(18)	41	(18)
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		10	—	10	—
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		(112)	(159)	(281)	(330)

1 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.

2 Au cours du deuxième trimestre de 2024, la CFE est devenue un partenaire dans TGNH et elle détient une participation de 13,01 % dans celle-ci. Se reporter à la section « Gazoducs – Mexique » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

3 La vente de PNGTS a été menée à terme le 15 août 2024.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 47 millions de dollars et de 49 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024 et il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du (bénéfice net) de la perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable :

- la portion attribuable aux participations sans contrôle des gains et pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos contracté par TGNH auprès de TCPL;
- la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 14 millions de dollars et de 20 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport aux périodes correspondantes de 2024, du fait de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas and Columbia Gulf;
- la cession de PNGTS au troisième trimestre de 2024;
- l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et la vente de la participation sans contrôle de 13,01 % dans TGNH à la CFE au deuxième trimestre de 2024. Se reporter à la section « Gazoducs – Mexique » de la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Dividendes sur les actions privilégiées	(28)	(27)	(56)	(50)

Les dividendes sur les actions privilégiées sont demeurés sensiblement stables pour le trimestre clos le 30 juin 2025 et ils ont augmenté de 6 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, principalement par suite du rajustement des taux des dividendes sur les actions privilégiées de séries 1, 7 et 9 en 2024.

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

Incidence du change

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX ACTIVITÉS LIBELLÉES EN DOLLARS US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes « Amortissement », « Intérêts débiteurs » ou autres postes de l'état des résultats. Une partie de l'exposition restante est gérée activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

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

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	787	733	1 740	1 701
Gazoducs au Mexique	230	210	393	368
	1 017	943	2 133	2 069
Amortissement	(194)	(192)	(387)	(387)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(429)	(470)	(858)	(944)
Intérêts débiteurs attribués aux activités abandonnées	—	41	—	83
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	72	128	238	238
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	(120)	(112)	(235)	(238)
	346	338	891	821
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	1,38	1,37	1,41	1,36

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

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 des 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. 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 un complément d'information.

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

30 juin 2025	18,84
30 juin 2024	18,28
31 décembre 2024	20,87
31 décembre 2023	16,91

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
BAlIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique ¹	(43)	55	(54)	45
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	55	(45)	72	(1)
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(45)	62	(59)	40
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ²	5	(4)	6	(4)
	(28)	68	(35)	80

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

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Plan de croissance pluriannuel

Le règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par notre conseil d'administration de l'affectation de capitaux d'un montant d'environ 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant l'expansion du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts dont les dates de mise en service devraient avoir lieu entre 2027 et 2030, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. Une fois achevé, ce plan de croissance pluriannuel devrait accroître le débit du réseau d'environ 1,0 Gpi³/j. À ce jour, des installations d'expansion du plan de croissance pluriannuel totalisant 0,7 milliard de dollars ont obtenu des décisions d'investissement finales, dont 0,4 milliard de dollars en 2025.

Projet Valhalla North et Berland River

Nous poursuivons les travaux de construction du projet Valhalla North et Berland River. La section Valhalla, qui comprend un nouveau gazoduc d'environ 33 km (21 milles), devrait être mise en service au quatrième trimestre de 2025. Le projet vise à doter le réseau de NGTL d'une capacité supplémentaire d'environ 428 TJ/j (400 Mpi³/j) et comprend un nouveau gazoduc, un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes.

Coastal GasLink

Gazoduc Coastal GasLink

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

Le 12 juillet 2025, l'usine de LNG a été déclarée en service par LNGC. Aux termes de l'entente commerciale, TC Énergie prévoit recevoir le paiement non récurrent de 199 millions de dollars d'ici le milieu d'octobre 2025. Ce paiement, quoi doit être comptabilisé en totalité par TC Énergie selon les ententes contractuelles intervenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP, a été comptabilisé en tant que distribution en substance de Coastal GasLink LP dans nos états financiers au 31 décembre 2024.

Coastal GasLink LP continue de chercher à réaliser des recouvrements de coûts auprès de ses entrepreneurs, y compris au moyen du suivi des réclamations et de réponses à celles-ci au moyen de l'arbitrage. Même si les réclamations n'ont pas encore toutes été déterminées définitivement, Coastal GasLink LP s'attend à ce que ces procédures donnent lieu dans l'ensemble à des recouvrements de coûts nets. Il y a lieu de consulter la note 14 « Engagements, éventualités et garanties » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Option des communautés autochtones

En mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation pouvant atteindre 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet, à même notre participation actuelle de 35 %. En février 2025, les contrats d'option ont été modifiés afin de tenir compte de la mise en service commerciale annoncée du gazoduc Coastal GasLink au quatrième trimestre de 2024, établissant un calendrier révisé pour l'exercice des options, y compris un délai de trois mois non contraignant dont le début est prévu en septembre 2025.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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 de ses tarifs maximums de transport à compter du 1^{er} avril 2025. Le 1^{er} juillet 2025, Columbia Gas a avisé la FERC qu'elle avait conclu un règlement de principe. Columbia Gas prévoit que le règlement définitif comprendra une augmentation liée aux tarifs déposés au préalable, pouvant faire l'objet d'une révision après la finalisation et l'approbation des modalités du règlement, ce qui devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2025.

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

En avril 2025, ANR et GLGT ont chacune déposé des dossiers tarifaires en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de leurs tarifs maximums de transport respectifs qui devraient entrer en vigueur le 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Nous continuerons de travailler en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise d'un règlement.

East Lateral XPress

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

Projet Northwoods

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

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

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

La CFE est devenue un partenaire dans TGNH détenant une participation de 13,01 % au cours du deuxième trimestre de 2024, au moment où la CFE a injecté un montant de 340 millions de dollars US ainsi qu'une contrepartie hors trésorerie à la suite de la concrétisation de certaines obligations contractuelles, dont l'acquisition de terrains et l'obtention de permis. Avec l'appui contractuel de la CFE en ce qui a trait à l'acquisition de terrains, aux relations avec les collectivités et à l'obtention de permis, la participation de la CFE dans TGNH devrait atteindre un maximum de 15 %, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

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

SIÈGE SOCIAL

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2018, des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») ont intenté un recours collectif relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements. La part revenant à TC Énergie des dommages-intérêts a été estimée à 350 millions de dollars US, majorés des intérêts postérieurs à la décision. TC Énergie a fait appel de la décision auprès de la Cour suprême du Delaware et, le 17 juin 2025, la Cour suprême a rendu une décision qui a renversé la conclusion du tribunal qui établissait la responsabilité de TC Énergie. Le 10 juillet 2025, le tribunal a entériné la décision définitive, invalidant son jugement précédent et rejetant les demandes des plaignants à l'encontre de TC Énergie. Par conséquent, l'affaire s'est conclue en faveur de TC Énergie, sans obligations. Il n'existe aucun autre droit de faire appel.

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

Au 30 juin 2025, notre actif à court terme s'élevait à 6,9 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,6 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,7 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance de 4,8 milliards de dollars au 31 décembre 2024, exclusion faite des activités abandonnées. 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 7,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 5,4 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 2,4 milliards 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 juin 2025;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,0 milliards de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 2,0 milliards de dollars restait inutilisée au 30 juin 2025;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, la rotation du capital et notre RRD, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION^{1,2}

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	2 173	1 655	3 532	3 697
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	(209)	172	381	516
Fonds provenant de l'exploitation	1 964	1 827	3 913	4 213
Postes particuliers :				
Règlement avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	—	—	—	26
Coûts liés au transfert de la propriété du réseau de NGTL	—	10	—	10
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides, déduction faite des impôts exigibles	—	27	—	42
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	—	—	—	9
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles liés à la vente d'actifs secondaires	—	9	—	9
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles sur les activités de gestion des risques	—	1	—	1
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 964	1 874	3 913	4 310

1 Comprend les activités poursuivies et abandonnées.

2 Comprend les résultats du secteur Pipelines de liquides pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, comparativement à néant pour les périodes correspondantes de 2025. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 518 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de l'augmentation des fonds provenant de l'exploitation. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 165 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison principalement de la diminution des fonds provenant de l'exploitation, partiellement compensée par le 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 90 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison surtout des gains réalisés en 2025 comparativement aux pertes réalisées en 2024 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change, contrebalancés en partie par la diminution du BAIIA comparable. Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 397 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport à la période correspondante de 2024, en raison surtout de la diminution du BAIIA comparable et de la baisse des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, facteurs contrebalancés en partie par les gains réalisés en 2025 comparativement aux pertes réalisées en 2024 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 109)	(1 333)	(2 669)	(2 912)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(6)	(13)	(10)	(33)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(264)	(245)	(509)	(543)
	(1 379)	(1 591)	(3 188)	(3 488)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	48	—	48
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	5	30
Montants reportés et autres	(107)	(140)	(39)	(128)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(1 486)	(1 683)	(3 222)	(3 538)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué de 197 millions de dollars et de 316 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 comparativement aux périodes correspondantes de 2024, en raison surtout de la baisse des dépenses d'investissement.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2025, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'avancement des projets de Columbia Gas et d'ANR et du gazoduc Southeast Gateway, ainsi que sous forme de dépenses d'investissement de maintien. La baisse des dépenses en immobilisations pour le semestre clos le 30 juin 2025 par rapport à la période correspondante de 2024 reflète la réduction des dépenses liées au gazoduc Southeast Gateway, partiellement contrebalancée par la hausse des dépenses liées aux projets de Columbia Gas et d'ANR.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Billets à payer émis (remboursés), montant net	949	1 181	2 096	1 558
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	(6)	(1)	2 421	661
Remboursements sur la dette à long terme	(1 215)	(1 258)	(3 224)	(1 662)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 054	—
Dividendes et distributions versés	(994)	(1 103)	(2 097)	(2 374)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	20	—	50	—
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction	—	464	—	426
Apports des participations sans contrôle	—	5	—	5
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 246)	(712)	300	(1 386)

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 du semestre clos le 30 juin 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %

Le 17 juin 2025, ANR Pipeline Company a conclu une convention d'achat de billets qui enjoint notre filiale d'émettre des billets de premier rang non garantis à six ans d'un montant de 250 millions de dollars US portant intérêt au taux fixe de 5,23 % et des billets de premier rang non garantis à dix ans d'un montant de 350 millions de dollars US portant intérêt au taux fixe de 5,69 %. ANR Pipeline Company prévoit émettre ces billets de premier rang non garantis au troisième trimestre de 2025.

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 du semestre clos le 30 juin 2025 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
Nova Gas Transmission Ltd.	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %	
Columbia Pipelines Operating Company LLC	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	4,50 %	
TC PipeLines, LP	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %	
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garantis	82 US	Variable	

Remboursement ultérieur de titres d'emprunt

Le 17 juillet 2025, TCPL a remboursé des billets à moyen terme d'un montant de 750 millions de dollars portant intérêt au taux fixe de 3,30 %.

Émission et remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En février 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2065 qui portent intérêt à un taux fixe de 7,00 % par année jusqu'au 1^{er} juin 2030, lequel sera ajusté tous les cinq ans par la suite.

En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075 et portant intérêt à 5,88 %. La fiducie a utilisé la totalité du produit du remboursement pour financer le remboursement du montant en capital global de 750 millions de dollars US des billets de fiducie, série 2015-A en circulation en mai 2025, conformément à leurs modalités. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Billets subordonnés de rang inférieur » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

DIVIDENDES

Le 31 juillet 2025, nous avons annoncé un dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de 0,85 \$ par action, payable le 31 octobre 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 septembre 2025.

Depuis les dividendes payés le 31 janvier 2025 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2024, les montants reflètent l'affectation proportionnelle à TC Énergie postérieurement à la scission. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 25 juillet 2025, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 3,3 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 2,8 millions qui pouvaient être exercées.

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

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 25 juillet 2025, nous disposons des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 7,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 4,4 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 3,4 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. 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.

De plus, nous avons des facilités de crédit renouvelables confirmées de 2,1 milliards de dollars par l'intermédiaire de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité d'emprunt de 2,0 milliards de dollars demeurait inutilisée au 25 juillet 2025.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 0,3 milliard de dollars au 30 juin 2025 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2024, en raison des nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction de gazoducs aux États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés à ANR et à d'autres projets de gazoducs, ce qui a été contrebalancé en partie par la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2025 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Activités abandonnées

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation. Depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont comptabilisées à titre d'activités abandonnées. Les montants des exercices précédents ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(29)	270	(29)	589
Intérêts débiteurs	—	(60)	—	(117)
Intérêts créditeurs et autres	—	1	—	3
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	(29)	211	(29)	475
(Charge) recouvrement d'impôts	—	(52)	—	(101)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(29)	159	(29)	374
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées – de base	(0,03) \$	0,15 \$	(0,03) \$	0,36 \$

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

En juin 2025, nous avons reçu un montant de 24 millions de dollars relativement à certains recouvrements aux termes de la convention de scission conclue avec South Bow. Au même moment, nous avons également réévalué notre quote-part estimée des recouvrements futurs, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation de 29 millions de dollars qui a été portée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » à l'état consolidé condensé des résultats, et ce montant a été exclu de notre calcul des mesures comparables liées aux activités abandonnées. Se reporter à la note 3 « Activités abandonnées » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention de mesures non conformes aux PCGR, qui sont décrites à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ». 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.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET (DE LA PERTE NETTE) DÉCOULANT DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES, APRÈS IMPÔTS, ET DU RÉSULTAT COMPARABLE DÉCOULANT DES ACTIVITÉS ABANDONNÉES

	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024 ¹	2025	2024 ¹
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	(29)	159	(29)	374
Postes particuliers (avant impôts) :				
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL ²	29	—	29	—
Coûts de scission des activités liées aux pipelines de liquides ³	—	29	—	45
Activités de gestion des risques	—	(37)	—	(36)
Impôts sur les postes particuliers⁴	—	5	—	2
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	—	156	—	385
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités abandonnées	(0,03) \$	0,15 \$	(0,03) \$	0,36 \$
Postes particuliers (après impôts)	0,03	—	0,03	0,01
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	—	0,15 \$	—	0,37 \$

- 1 Les résultats de l'exercice précédent ont été révisés afin de présenter les activités liées aux pipelines de liquides à titre d'activités abandonnées par suite de la scission.
- 2 Une charge de dépréciation avant impôts de 29 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 au titre de notre estimation des recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL a été comptabilisée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » et exclue de notre calcul du résultat comparable découlant des activités abandonnées.
- 3 Une charge avant impôts de 29 millions de dollars et de 45 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 au titre des coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides a été comptabilisée au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts » et exclue de notre calcul du résultat comparable découlant des activités abandonnées.
- 4 L'incidence fiscale sur les postes particuliers mentionnés dans le tableau ci-dessus a été exclue de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable découlant des activités abandonnées présenté plus bas.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE – ACTIVITÉS ABANDONNÉES

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

	trimestre clos le 30 juin	semestre clos le 30 juin
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2024 ¹	2024 ¹
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées	346	766
Amortissement	(84)	(168)
Intérêts débiteurs	(60)	(117)
Intérêts créditeurs et autres	1	3
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(47)	(99)
Résultat comparable découlant des activités abandonnées	156	385
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités abandonnées	0,15 \$	0,37 \$

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

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 2024 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon significative depuis le 31 décembre 2024, 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 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 et à des swaps de devises et de taux d'intérêt libellés en dollars US pour couvrir une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers (après impôts), selon ce qui est jugé nécessaire.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

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

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 2024 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 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 juin 2025, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit, à l'exception de la CFE, qui représentait une exposition brute d'environ 32 %. À ce moment, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé une perte avant impôts de 103 millions de dollars et de 101 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025 (recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars et de 24 millions de dollars, respectivement, en 2024). Au cours du deuxième trimestre de 2025, nous avons achevé le gazoduc Southeast Gateway et comptabilisé un investissement net dans des contrats de location-vente. Se reporter à la note 12 « Gestion des risques et instruments financiers » et à la note 13 « Alliance stratégique de TGNH » 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.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	30 juin 2025	31 décembre 2024
Autres actifs à court terme	377	347
Autres actifs à long terme	170	122
Créditeurs et autres	(322)	(507)
Autres passifs à long terme	(138)	(209)
	87	(247)

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2025	2024	2025	2024
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Gains (pertes) latents au cours de la période				
Produits de base ²	102	8	27	(21)
Change	179	(31)	237	(102)
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	(9)	156	(38)	358
Change	80	(98)	72	(47)
Taux d'intérêt	3	—	5	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	5	15	14	18
Change	3	—	4	—
Taux d'intérêt	(7)	(14)	(16)	(27)

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

2 Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2025, des gains latents de 1 million 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 2024).

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 12 « 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 juin 2025, 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 deuxième trimestre de 2025 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence significative sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière.

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 2024 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.

L'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable des unités d'exploitation Columbia et Great Lakes était inférieur à 10 % à la date de notre dernier test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. Toute réduction future des prévisions en matière de flux de trésorerie ou tout changement défavorable apporté à d'autres hypothèses clés pourrait entraîner une dépréciation future de notre écart d'acquisition.

Contrats de location-vente

Nous avons déterminé que le gazoduc Southeast Gateway serait classé à titre de contrat de location-vente conclu entre TGNH et la CFE. Nous avons affecté la contrepartie attendue relative au contrat aux composantes locatives et non locative en fonction des prix de vente spécifiques pour chaque service distinct à la passation du contrat en 2022. Aux termes d'un contrat de location-vente, nous décomptabilisons l'actif sous-jacent et inscrivons un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué.

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

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2024, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2024 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025		2024 ¹				2023 ¹	
	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième
Produits	3 744	3 623	3 577	3 358	3 327	3 509	3 504	3 225
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	833	978	971	1 457	963	1 203	1 463	(197)
découlant des activités poursuivies	862	978	1 069	1 338	804	988	1 249	(325)
découlant des activités abandonnées	(29)	—	(98)	119	159	215	214	128
Résultat comparable²	848	983	1 094	1 074	978	1 284	1 403	1 035
découlant des activités poursuivies	848	983	1 094	894	822	1 055	1 192	848
découlant des activités abandonnées	—	—	—	180	156	229	211	187
Données par action :								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,80 \$	0,94 \$	0,94 \$	1,40 \$	0,93 \$	1,16 \$	1,41 \$	(0,19) \$
découlant des activités poursuivies	0,83 \$	0,94 \$	1,03 \$	1,29 \$	0,78 \$	0,95 \$	1,20 \$	(0,31) \$
découlant des activités abandonnées	(0,03) \$	—	(0,09) \$	0,11 \$	0,15 \$	0,21 \$	0,21 \$	0,12 \$
Résultat comparable par action ordinaire²	0,82 \$	0,95 \$	1,05 \$	1,03 \$	0,94 \$	1,24 \$	1,35 \$	1,00 \$
découlant des activités poursuivies	0,82 \$	0,95 \$	1,05 \$	0,86 \$	0,79 \$	1,02 \$	1,15 \$	0,82 \$
découlant des activités abandonnées	—	—	—	0,17 \$	0,15 \$	0,22 \$	0,20 \$	0,18 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire³	0,85 \$	0,85 \$	0,8225 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,96 \$	0,93 \$	0,93 \$

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

2 Des renseignements complémentaires sur la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable sont présentés à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

3 Depuis le quatrième trimestre de 2024, les montants reflètent les dividendes déclarés postérieurement à la scission. Il y lieu de consulter notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEURS

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

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

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

Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les produits et le bénéfice sectoriel (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. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

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

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

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

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

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

- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars lié à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au remboursement des billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024;
- des gains de change latents nets avant impôts de 143 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, déduction faite de la participation sans contrôle;
- une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants postérieurement à la scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars se rapportant aux coûts d'aménagement engagés dans le cadre du projet Tundra, un projet de technologies de captage et de stockage du carbone de la prochaine génération, à la suite de notre décision de mettre fin à notre collaboration à ce projet;
- une charge avant impôts de 9 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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