TC Énergie affiche de solides résultats d'exploitation et résultats financiers pour le troisième trimestre de 2026

Révision à la hausse des perspectives pour 2026 et prolongement des perspectives sur cinq ans jusqu'en 2031
Annonce de nouveaux projets de croissance d'environ 3 milliards de dollars

CALGARY (Alberta) – Le **5 novembre 2026** – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats pour le troisième trimestre. « Maintenant dans sa 75e année, TC Énergie continue de démontrer la vigueur de son empreinte nord-américaine intégrée », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Au cours des neuf premiers mois de 2026, la performance d'exploitation exceptionnelle de tous nos réseaux de gaz naturel, les résultats favorables des règlements et les projets mis en service en avance sur le calendrier et en deçà du budget ont justifié une hausse de nos perspectives en matière de BAIIA comparable[1] pour 2026, qui se situent entre 11,8 et 12,0 milliards de dollars. Au-delà de 2026, nous prévoyons que notre croissance sera soutenue par la conversion continue de notre carnet de projets en projets d'investissement approuvés. Avec des projets de croissance d'environ 6 milliards de dollars approuvés depuis le début de l'exercice 2026 selon un multiple de la construction moyen pondéré[2] d'environ 6,5 fois, des projets en attente d'approbation d'environ 6 milliards de dollars et des projets à rendement élevé et à faible risque supplémentaires de plus de 40 milliards de dollars en cours d'élaboration, nous sommes convaincus de parvenir à offrir un taux de croissance annuel composé du BAIIA comparable sur cinq ans de 5 % à 7 % jusqu'en 2031. Notre performance soutenue en matière de réalisation de projets et d'excellence opérationnelle et commerciale reflète l'attention constante accordée à la réalisation de projets de croissance choisis afin de dégager une croissance solide à faibles risques ainsi qu'une performance reproductible. »

Points saillants financiers

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

- Résultats financiers découlant des activités poursuivies pour le troisième trimestre de 2026 :
  - **résultat comparable**[1] de 1,0 milliard de dollars, ou de 0,94 $ par action ordinaire[1], comparativement à 0,8 milliard de dollars, ou 0,77 $ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2025;
  - **bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires** de 1,0 milliard de dollars, ou de 0,98 $ par action ordinaire, comparativement à 0,8 milliard de dollars, ou 0,78 $ par action ordinaire, pour le troisième trimestre de 2025;
  - **BAIIA comparable** de 3,0 milliards de dollars, contre 2,7 milliards de dollars pour le troisième trimestre de 2025;
  - **bénéfice sectoriel** de 2,3 milliards de dollars, contre 1,9 milliard de dollars pour le troisième trimestre de 2025.
- Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré un dividende trimestriel de 0,8775 $ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2026.

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

[2] Le multiple de la construction est un ratio non conforme aux PCGR calculé en divisant les dépenses en immobilisations par le BAIIA comparable. Le multiple de la construction moyen pondéré est calculé pour tous les projets selon les dépenses en immobilisations de chaque projet. Veuillez prendre note que notre méthode de calcul du multiple de la construction pourrait différer des méthodes utilisées par d'autres entités. Par conséquent, il pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR et les mesures financières supplémentaires, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures financières supplémentaires » du présent communiqué de presse.

- Perspectives pour 2026 :
  - le **BAIIA comparable** a été revu à la hausse et devrait désormais se situer à l'intérieur d'une fourchette de 11,8 à 12,0 milliards de dollars[1];
  - le **résultat comparable par action ordinaire** devrait être plus élevé que celui de 2025, conformément aux perspectives présentées dans notre rapport annuel de 2025;
  - les **dépenses en immobilisations** devraient s'établir dans la partie inférieure d'une fourchette de 6,0 à 6,5 milliards de dollars avant les ajustements au titre des participations sans contrôle, soit des dépenses en immobilisations nettes[2] se situant entre 5,5 et 6,0 milliards de dollars.
- Perspectives pour 2027 et 2031 :
  - le **BAIIA comparable pour 2027** devrait se situer dans une fourchette de 12,3 à 12,5 milliards de dollars;
  - les **dépenses en immobilisations pour 2027** devraient se situer dans une fourchette de 6,7 à 7,2 milliards de dollars avant les ajustements au titre des participations sans contrôle, soit des dépenses en immobilisations nettes de 6,0 à 6,5 milliards de dollars;
  - le **taux de croissance annuel composé du BAIIA comparable sur cinq ans** devrait se situer dans une fourchette de 5 % à 7 %.

Points saillants en matière d'exploitation

- Le secteur Gazoducs – Canada a effectué des livraisons moyennes de 24,3 Gpi^3/j, en hausse de 6 % par rapport au troisième trimestre de 2025 :
  - les réceptions du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 14,3 Gpi^3/j, en hausse de 2 % par rapport au troisième trimestre de 2025;
  - les réceptions du réseau principal au Canada – section ouest se sont établies en moyenne à 4,3 Gpi^3/j, en hausse de 7 % par rapport au troisième trimestre de 2025.
- Le secteur Gazoducs – États-Unis a généré des débits quotidiens moyens de 27,0 Gpi^3/j, en hausse de 3 % par rapport au troisième trimestre de 2025 :
  - les livraisons aux centrales électriques se sont établies en moyenne à 3,7 Gpi^3/j, en hausse de 2 % par rapport au troisième trimestre de 2025.
- Le secteur Gazoducs – Mexique a généré des débits moyens de 3,7 Gpi^3/j, en hausse de 8 % par rapport au troisième trimestre de 2025 :
  - les livraisons aux centrales électriques se sont établies en moyenne à 1,5 Gpi^3/j, en hausse de 4 % par rapport au troisième trimestre de 2025.
- La capacité disponible de Bruce Power a été de 96,6 % au troisième trimestre de 2026.
- Les centrales de cogénération ont atteint une capacité disponible de 89,6 % au troisième trimestre de 2026, ce qui traduit surtout les arrêts d'exploitation prévus pour l'automne.

[1] Selon un taux de change annuel moyen prévu de 1,38 entre le dollar US et le dollar canadien pour 2026.

[2] Les dépenses en immobilisations nettes sont ajustées pour tenir compte de la part attribuable aux participations sans contrôle et elles constituent une mesure financière supplémentaire utilisée tout au long du présent communiqué de presse. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR et les mesures financières supplémentaires, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures financières supplémentaires » du présent communiqué de presse.

Points saillants relatifs aux projets

- Nous avons **annoncé des nouveaux projets de croissance à faible risque dans les corridors existants d'environ 3 milliards de dollars.** Les projets d'investissement approuvés depuis le début de l'exercice totalisent environ 6 milliards de dollars, selon un multiple de la construction moyen pondéré d'environ 6,5 fois.
  - Nous avons **approuvé le projet d'expansion Crossroads,** dont le multiple de la construction moyen pondéré prévu est d'environ 6,0 fois. Il s'agit d'un projet d'expansion de notre réseau de gazoducs Crossroads visant à fournir une capacité supplémentaire de 1,4 Gpi^3/j destinée à répondre à la demande croissante de production d'électricité, y compris les centres de données, dans le Midwest des États-Unis. Le projet est étayé par des contrats d'achat ferme à long terme. Le projet devrait être mis en service en 2030, et son coût estimatif s'élève à environ 1,8 milliard de dollars US.
  - Nous avons **approuvé le projet American Midwest** en lien avec le projet d'expansion Crossroads, dont le multiple de la construction prévu est d'environ 6,0 fois. Il s'agit d'un projet d'expansion de notre réseau Northern Border devant fournir une capacité supplémentaire de 1,0 Gpi^3/j destinée à répondre à la demande croissante de production d'électricité, y compris les centres de données, dans le Midwest des États-Unis. Le projet est étayé par des contrats d'achat ferme à long terme. Il devrait être mis en service en 2030, et son coût estimatif s'élève à environ 0,4 milliard de dollars US. Notre quote-part des apports de capitaux propres est d'environ 0,1 milliard de dollars US.
  - Nous avons **approuvé la phase 2 du projet d'expansion du gazoduc Coastal GasLink** à la suite d'une décision d'investissement finale favorable prise par LNG Canada et les participants à sa coentreprise. Ce projet, d'un coût estimatif de 4,9 milliards de dollars, comprend l'ajout de cinq stations de compression ainsi que les modifications à l'usine qui en découlent, ce qui devrait accroître la capacité de transport garanti d'environ 2,0 Gpi^3/j et porter la capacité totale à environ 4,5 Gpi^3/j. La construction devrait démarrer au début de 2027 et la mise en service est prévue pour le début de la décennie 2030. LNG Canada dirigera la réalisation du projet ainsi que sa construction, et la structure commerciale prévoit des limites déterminées quant aux engagements en capital de Coastal GasLink LP et à l'exposition aux risques liés au calendrier et aux coûts de construction. Coastal GasLink LP a obtenu du financement pour le projet à hauteur d'un montant maximal de 3,3 milliards de dollars, et notre quote-part des capitaux propres engagés aux fins de l'expansion est plafonnée à environ 250 millions de dollars.
  - Nous avons **approuvé le projet d'optimisation d'ANR,** soit une expansion de notre réseau de gazoducs d'ANR destinée à fournir des services de transport garanti de 0,3 Gpi^3/j devant soutenir la conversion du charbon au gaz. La mise en service de ce projet est prévue pour 2029 et son coût estimatif est d'environ 0,1 milliard de dollars US.
- Nous avons **conclu une transaction avec FN CGL Pipeline Limited Partnership**, une société d'investissement sous direction autochtone représentant cinq Premières Nations, permettant aux communautés participantes d'acquérir une participation économique dans l'entité détenant notre participation de commanditaire dans Coastal GasLink. Une deuxième transaction, à laquelle participeront d'autres groupes des Premières Nations, devrait être conclue au quatrième trimestre de 2026.
- **Depuis le début de l'exercice, nous avons mis en service des projets d'environ 2,5 milliards de dollars**, et nous prévoyons toujours mettre en service des projets d'environ 3,4 milliards de dollars en 2026. Nous prévoyons également mettre en service des projets d'environ 4,5 à 5,0 milliards de dollars en 2027. Les projets mis en service depuis 2025 jusqu'à maintenant en 2026 ont été réalisés en deçà du budget global dans une proportion de plus de 10 %, et ils comprennent le suivant :
  - Le **prolongement du projet Gillis Access a été mis en service** le 1er novembre 2026. Le projet a un coût total s'élevant à environ 0,4 milliard de dollars US et il permet l'acheminement en provenance du bassin Haynesville, à Gillis.
- **Bruce Power a entrepris le remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 5** en novembre 2026. Le RCP du réacteur 4 est en avance sur le calendrier et en deçà du budget. L'installation des tubes de calandre à l'aide d'outils robotisés premièrement testée sur le réacteur 3 a été effectuée 25 jours plus rapidement que pour le réacteur 3. Bruce Power a également établi un record mondial de 20 tubes de calandre installés en 24 heures.

- Nous avons **progressé dans le règlement des dossiers tarifaires américains.** La FERC a approuvé l'entente de règlement visant Great Lakes le 15 septembre 2026 et GTN a déposé l'entente de règlement auprès de la FERC le 15 octobre 2026, qui est assujettie à l'approbation de celle-ci.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Bénéfice				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	**1 026**	813	**2 912**	2 653
par action ordinaire – de base	**0,98 $**	0,78 $	**2,79 $**	2,55 $
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)				
Gazoducs – Canada	**531**	533	**1 585**	1 600
Gazoducs – États-Unis	**1 013**	801	**3 080**	2 817
Gazoducs – Mexique	**411**	407	**1 197**	809
Énergie et solutions énergétiques	**308**	190	**749**	637
Siège social	**(1)**	(3)	**(5)**	(15)
Total du bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**2 262**	1 928	**6 606**	5 848
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies				
Gazoducs – Canada	**953**	913	**2 833**	2 726
Gazoducs – États-Unis	**1 246**	1 062	**3 961**	3 518
Gazoducs – Mexique	**446**	416	**1 287**	968
Énergie et solutions énergétiques	**360**	266	**964**	791
Siège social	**(1)**	(3)	**(5)**	(15)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	**3 004**	2 654	**9 040**	7 988
Amortissement	**(749)**	(701)	**(2 209)**	(2 050)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	**(883)**	(848)	**(2 581)**	(2 535)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**64**	55	**163**	417
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	**11**	22	**40**	67
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	**16**	47	**83**	147
(Charge) recouvrement d'impôts inclus(e) dans le résultat comparable	**(303)**	(260)	**(935)**	(846)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus(e) dans le résultat comparable	**(149)**	(136)	**(518)**	(468)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(28)**	(28)	**(85)**	(84)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	**983**	805	**2 998**	2 636
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	**0,94 $**	0,77 $	**2,88 $**	2,53 $

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 782**	1 920	**6 602**	5 452
Fonds provenant de l'exploitation comparables[1]	**2 236**	1 790	**6 568**	5 703
Dépenses d'investissement[2]	**1 412**	1 506	**3 842**	4 694
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	**0,8775 $**	0,85 $	**2,6325 $**	2,55 $
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	**1 042**	1 040	**1 042**	1 040
– émises et en circulation à la fin de la période	**1 042**	1 041	**1 042**	1 041

1 Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont une mesure non conforme aux PCGR utilisée tout au long du présent communiqué de presse. Cette mesure n'a pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation sont la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR et mesures financières supplémentaires » du présent communiqué de presse.

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

Message du chef de la direction

Au cours de sa 75e année d'existence, TC Énergie a continué d'afficher d'excellents résultats pour son troisième trimestre, ce qui témoigne de la vigueur de notre empreinte nord-américaine intégrée et de l'excellence constante en matière de réalisation dans l'ensemble de nos activités. Le BAIIA comparable a augmenté de 13 % et le bénéfice sectoriel, de 17 % par rapport au troisième trimestre de 2025. Sur la base de notre performance au cours des neuf premiers mois de l'exercice, nous avons **haussé nos perspectives en ce qui a trait au BAIIA comparable pour 2026 pour les porter à une fourchette de 11,8 à 12,0 milliards de dollars**, tout en maintenant **un ratio dette-BAIIA[1] sous notre cible à long terme de 4,75 fois**. Cette performance supérieure aux attentes s'explique principalement par la disponibilité élevée dans l'ensemble de nos actifs, par les règlements favorables et les accords commerciaux conclus dans l'ensemble de nos réseaux de gazoducs aux États-Unis, par les produits supplémentaires tirés du stockage, de l'entreposage et des prêts, par les revenus incitatifs gagnés en vertu de nos règlements au Canada et par les projets mis en service en avance sur l'échéance et en deçà du budget.

Compte tenu des nouveaux projets d'investissement annoncés aujourd'hui, nous avons **approuvé des projets d'environ 6 milliards de dollars en 2026** selon un **multiple de la construction moyen pondéré d'environ 6,5 fois**, ce qui se situe à l'intérieur de notre fourchette cible de cinq à sept fois, et plusieurs de ces projets ont des dates de mise en service accélérées en 2029 et en 2030. Grâce à notre réalisation disciplinée, nous continuons de transformer notre programme d'investissement en résultats financiers. À ce jour, nous avons mis en service des projets d'environ 2,5 milliards de dollars, et nous prévoyons toujours mettre en service des projets d'environ 3,4 milliards de dollars en 2026. Les projets mis en service depuis 2025 jusqu'à maintenant en 2026 ont été réalisés en deçà du budget global dans une proportion de plus de 10 %. À Bruce Power, le **remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 5 a commencé en novembre**. Les méthodes novatrices testées sur le réacteur 3, y compris l'utilisation d'outils robotisés, continuent d'accroître l'efficience pour le réacteur 4, sur lequel l'installation des tubes de calandre a été réalisée 25 jours plus rapidement que pour le réacteur 3.

Les données fondamentales du marché favorables et l'évolution des politiques au Canada, aux États-Unis et au Mexique continuent de soutenir nos perspectives de croissance **à long terme**. Nous prévoyons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord augmentera d'environ 51 Gpi^3/j de 2025 à 2035, principalement en raison des exportations de GNL et de la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel, la croissance étant concentrée dans les régions desservies par notre réseau. Au Canada, la demande d'électricité devrait doubler d'ici 2050, ce qui créera des occasions de tirer parti de notre empreinte actuelle en matière de gaz naturel et d'électricité, car nous pourrons choisir des occasions soutenues par des contrats à long terme, des rendements attrayants et une répartition disciplinée des risques.

Cet élan se traduit par la croissance de notre portefeuille de projets de grande qualité conjuguant gaz naturel et électricité. Dans le cas des gazoducs aux États-Unis, nous avons approuvé le **projet d'expansion Crossroads** et le **projet American Midwest**, qui ajouteront respectivement 1,4 Gpi^3/j et 1,0 Gpi^3/j de capacité dans le Midwest des États-Unis, où la demande de gaz naturel, y compris celle provenant des centres de données, devrait augmenter de plus de **5 Gpi^3/j d'ici 2035**. Ensemble, ces projets représentent environ 1,9 milliard de dollars US d'investissements nets selon un multiple de la construction d'environ 6,0 fois, et ils sont soutenus par des **contrats d'achat ferme de 20 ans**. Ces projets prouvent l'avantage conféré par notre réseau, car chaque expansion crée des occasions en aval pour d'autres.

Dans l'Ouest canadien, la **phase 2 du projet d'expansion de Coastal GasLink** se poursuit à la suite de la décision d'investissement finale positive de LNG Canada. La phase 2 prévoit l'ajout de cinq stations de compression le long du tracé existant, ce qui **doublera presque la capacité du gazoduc** sans la construction de nouvelles conduites et permettra un

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

accès supplémentaire **à faible coût** aux marchés mondiaux pour le gaz naturel canadien. Selon les ententes de la phase 2, LNG Canada dirigera les travaux de construction à titre de maître d'œuvre, Coastal GasLink demeurera propriétaire et exploitant, et les **engagements en capital de Coastal GasLink** ainsi que son **exposition globale aux risques liés aux coûts de construction et au calendrier sont limités**. En octobre, nous avons également conclu une transaction qui a procuré à cinq Premières Nations une participation économique dans l'entité détenant notre participation de commanditaire dans Coastal GasLink. Une deuxième transaction, à laquelle participeront d'autres groupes des Premières Nations, devrait être conclue d'ici la fin de l'exercice.

Notre performance et notre portefeuille de près de 25 milliards de dollars de projets approuvés sous-tendent nos perspectives à long terme sur cinq ans. Nous prévoyons maintenant que le **BAIIA comparable augmentera à un taux de croissance annuel composé de 5 % à 7 % de 2026 à 2031**. Cette croissance est aussi soutenue actuellement par des projets d'environ 6 milliards de dollars en attente d'approbation et par des occasions supplémentaires de plus de 40 milliards de dollars. Grâce à notre BAIIA comparable généré à environ 98 % par des actifs à tarifs réglementés ou des contrats d'achat ferme à long terme, notre croissance demeure à faible risque et très prévisible. Les perspectives s'appuient également sur notre bilan en matière d'atteinte ou de dépassement de nos perspectives quant au BAIIA comparable chaque année depuis 2021.

Depuis **75 ans**, TC Énergie relie l'Amérique du Nord à l'énergie dont elle a besoin. Nos résultats pour les neuf premiers mois de 2026 démontrent que notre stratégie fonctionne et que nos actifs sont bien positionnés pour répondre à la prochaine génération de demande d'énergie. Alors que nous entamons le prochain chapitre de notre histoire, nos priorités demeurent les mêmes : maximiser la valeur de nos actifs, réaliser un ensemble ciblé de projets de croissance et assurer la solidité et l'agilité financières afin de créer de la valeur à long terme pour nos actionnaires.

Dividendes

Le conseil d'administration de TC Énergie a déclaré un dividende trimestriel de 0,8775 $ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2026, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,51 $. Le dividende sur les actions ordinaires est payable le 29 janvier 2027 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2026.

Le conseil d'administration a également déclaré des dividendes sur les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif en circulation (les « actions privilégiées »). Des renseignements sur les dividendes sur les actions privilégiées sont disponibles sur notre site Web, sous TC Énergie – Renseignements à l'intention des actionnaires.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 5 novembre 2026 pour discuter de nos résultats financiers du troisième trimestre. Cette téléconférence comprendra également une mise à jour des perspectives financières de la société ainsi que d'autres faits nouveaux.

François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie, Sean O'Donnell, vice-président directeur et chef des finances ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction aborderont les résultats financiers ainsi que les priorités stratégiques, les perspectives à long terme et les objectifs de croissance de la société à 8 h 30 (HE) / 7 h 30 (HA).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 1-800-990-2777 (Amérique du Nord – sans frais) ou le 1-416-855-9085 (international – payant) au moins 15 minutes avant le début. Le code d'accès est 20408.

La téléconférence sera webdiffusée en vidéo en direct sur le site Web de TC Énergie, au TC Energy — Events and presentations ou à partir de l'URL suivante : https://meetings.lumiconnect.com/400-800-630-944. Il sera possible d'accéder à un enregistrement de la webémission après la conférence.

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

À propos de TC Énergie

Nous sommes un chef de file en infrastructures énergétiques en Amérique du Nord présent au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Depuis plus de 75 ans, nous relions avec fierté le monde à l'énergie dont il a besoin. Chaque jour, nous transportons plus de 30 % du gaz naturel utilisé sur tout le continent et nous permettons l'exportation de GNL sur les marchés mondiaux, fournissant ainsi de l'énergie aux collectivités et aux industries. Complétée par des participations stratégiques et des investissements à faible risque dans la production d'électricité, notre infrastructure fournit une énergie abordable, fiable et durable dans toute l'Amérique du Nord.

Nous perpétuons une tradition axée sur les infrastructures permettant le développement de nations et les partenariats forts. En collaborant avec les collectivités, les entreprises et les chefs de file de l'ensemble du vaste réseau énergétique, nous créons des occasions immédiates et pour les générations futures.

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

Information prospective

Le présent communiqué de presse contient de l'information prospective, y compris de l'information financière prospective et des perspectives financières, devant aider les investisseurs actuels et éventuels 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.

L'information prospective contenue dans le présent communiqué de presse comprend, sans s'y limiter, des énoncés portant sur les attentes à l'égard du BAIIA comparable pour 2026 et 2027, du BAIIA comparable pour 2031 et du taux de croissance annuel composé attendu du BAIIA comparable sur cinq ans pour la période de 2026 à 2031, du résultat comparable total et par action ordinaire, y compris notre prévision que le BPA comparable de 2026 sera plus élevé que celui de 2025, ainsi que des sources et facteurs de ceux-ci; sur les attentes à l'égard des dépenses en immobilisations et dépenses en immobilisations nettes prévues pour 2026 et 2027 ainsi que du calendrier de celles-ci; sur les attentes à l'égard des projets approuvés et futurs déterminés ainsi que des dépenses en immobilisations, des multiples de la construction, des dispositions contractuelles, des calendriers, des dates de mise en service et des résultats connexes; sur les attentes à l'égard de la structure commerciale, de la réalisation de projets, du financement de projets et des apports de capitaux engagés pour la phase 2 du projet d'expansion de Coastal GasLink; sur les attentes à l'égard de la valeur approximative des projets en attente d'approbation et des occasions en cours d'élaboration ainsi que de notre capacité à transformer ces occasions en projets approuvés; sur les attentes à l'égard des projets et transactions achevés ainsi que de leur incidence; sur les attentes à l'égard des règlements des dossiers tarifaires, y compris l'approbation par la FERC de l'entente de règlement déposée par GTN, et du moment où les modalités seront approuvées; sur les attentes à l'égard de la valeur approximative des projets devant être mis en service; sur les attentes à l'égard de nos priorités stratégiques et l'exécution de celles-ci; sur les attentes à l'égard de la valeur et du profil de risque des projets de croissance supplémentaires; sur les attentes quant à notre capacité de maximiser la valeur de nos actifs grâce à la sécurité et à l'excellence opérationnelle; sur les attentes à l'égard des cibles de ratios financiers tels que le ratio dette-BAIIA, y compris le maintien d'un ratio dette-BAIIA à long terme inférieur à 4,75 fois; sur les attentes à l'égard de nos cibles en matière d'environnement et de durabilité, y compris celles de réduction de l'intensité des émissions de méthane; sur les attentes à l'égard de la création de valeur à long terme, des coûts attendus et du calendrier pour les projets prévus, y compris les projets en construction et en cours d'aménagement; sur les attentes en ce qui concerne la demande d'énergie et les moteurs de celle-ci, y compris la croissance attendue de la demande de gaz naturel et d'électricité, ainsi que notre capacité à répondre à la demande d'énergie attendue; sur les attentes à l'égard de notre positionnement concurrentiel et de l'apport de valeur à long terme d'actifs particuliers ainsi que de notre capacité à profiter des occasions de croissance; et sur les attentes quant à notre capacité de réaliser notre portefeuille de projets de croissance et d'assurer notre solidité et notre agilité financières, à notre capacité d'assurer une croissance solide à faible risque et un rendement reproductible, aux conditions prévues du secteur, du marché et de l'économie, de même qu'aux négociations commerciales en cours, y compris leur incidence prévue sur nos activités, nos clients et nos fournisseurs.

Notre information prospective repose sur certaines hypothèses clés et elle est assujettie à des risques et à des incertitudes, dont, entre autres, notre capacité d'approuver et de réaliser des projets après leur approbation et de transformer les occasions en cours d'élaboration en projets approuvés offrant des multiples de la construction conformes aux cibles; notre capacité de nous acquitter de contrats commerciaux à long terme, y compris des contrats d'achat ferme et des contrats de capacité, selon des modalités favorables et les délais attendus; le calendrier, le coût et l'achèvement des projets d'investissement; la disponibilité du financement de projets; le calendrier et l'issue des dossiers tarifaires et de la réception des approbations réglementaires et relatives aux permis; la croissance de la demande de gaz naturel et d'électricité; notre capacité à maintenir des cotes de crédit et des ratios financiers conformes à nos objectifs; les taux de change, les taux d'intérêts, les taux d'imposition et l'inflation; ainsi que la conjoncture du secteur, des marchés, de l'économie et des échanges commerciaux au cours de la période prévisionnelle de cinq ans.

Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires le plus récent et au rapport annuel de 2025 de la société, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR+, à l'adresse www.sedarplus.ca et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov, ainsi qu'à la rubrique sur l'information prospective contenue dans notre *Rapport sur la durabilité,* qui peut être consulté sur notre site Web au www.TCEnergie.com.

Mesures non conformes aux PCGR et mesures financières supplémentaires

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

En ce qui a trait aux mesures non conformes aux PCGR utilisées dans le calcul du ratio dette-BAIIA, le montant ajusté de la dette correspond au total de la dette présenté, y compris les billets à payer, la dette à long terme, la tranche à court terme de la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, comme ils figurent dans notre bilan consolidé, plus les obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation comptabilisées dans notre bilan consolidé et 50 % des actions privilégiées présentées dans notre bilan consolidé en raison des caractéristiques semblables à celles d'emprunts des obligations contractuelles et financières s'y rattachant, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie présentés dans notre bilan consolidé et 50 % des billets subordonnés de rang inférieur présentés dans notre bilan consolidé en raison des caractéristiques semblables à celles de capitaux propres des obligations contractuelles et financières s'y rattachant. Le BAIIA comparable ajusté correspond à la somme du BAIIA comparable découlant des activités poursuivies et du BAIIA comparable découlant des activités abandonnées exclusion faite des coûts liés aux contrats de location-exploitation inscrits au poste « Coûts d'exploitation des centrales et autres » à l'état consolidé des résultats, et il est ajusté au titre de l'excédent des distributions reçues sur (le bénéfice) la perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de l'emprunt auprès d'une société liée tels qu'ils sont présentés à l'état consolidé des flux de trésorerie, ce qui est, à notre avis, plus représentatif des flux de trésorerie à la disposition de TC Énergie pour le service de sa dette et de ses autres obligations à long terme. En 2025, nous avons conclu une facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue permettant d'emprunter des montants à la coentreprise Sur de Texas, sur laquelle nous avons tiré un produit de 111 millions de dollars au cours de l'exercice. Nous sommes d'avis que le ratio dette-BAIIA fournit aux investisseurs de l'information utile car il indique notre capacité à assurer le service de notre dette et de nos autres obligations à long terme. Se reporter à la rubrique « Rapprochement » pour obtenir un rapprochement du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2024 et 2025.

Le présent communiqué contient des références au multiple de la construction, un ratio non conforme aux PCGR calculé en divisant les dépenses en immobilisations par le BAIIA comparable, lequel est une mesure non conforme aux PCGR. Nous estimons que le multiple de la construction fournit aux investisseurs une mesure utile pour évaluer les projets d'investissement.

Le présent communiqué contient également des références aux dépenses en immobilisations nettes, qui constituent une mesure financière supplémentaire. 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 sur 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 sont 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.

Rapprochement

Le tableau qui suit présente un rapprochement du montant ajusté de la dette et du BAIIA comparable ajusté[1] :

	Exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	**2025**	**2024**	**2023**
Total de la dette présenté	60 086	59 366	63 201
Ajustements de la direction :			
Traitement des actions privilégiées à titre d'emprunts[2]	1 128	1 250	1 250
Traitement des billets subordonnés de rang inférieur à titre de capitaux propres[3]	(6 047)	(5 524)	(5 144)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(168)	(801)	(3 678)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	431	511	457
Montant ajusté de la dette	55 430	54 802	56 086
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies[4]	10 952	10 049	9 472
BAIIA comparable découlant des activités abandonnées[4]	—	1 145	1 516
Coût lié aux contrats de location-exploitation	112	117	105
Excédent des distributions reçues sur (le bénéfice) la perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	342	67	(123)
Emprunt auprès d'une société liée	111	—	—
BAIIA comparable ajusté	11 517	11 378	10 970
Montant ajusté de la dette/BAIIA comparable ajusté[1]	4,8	4,8	5,1

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

2 Traitement à titre d'emprunt de 50 % des 2,3 milliards de dollars d'actions privilégiées au 31 décembre 2025.

3 Traitement à titre de capitaux propres de 50 % des 12,1 milliards de dollars de billets subordonnés de rang inférieur au 31 décembre 2025. Les billets libellés en dollars US ont été convertis au taux de 1,37 dollar CA/dollar US au 31 décembre 2025.

4 Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies et le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées sont des mesures non conformes aux PCGR. Se reporter aux rubriques « Information prospective » et « Mesures non conformes aux PCGR » de notre rapport annuel de 2025 pour obtenir un complément d'information. Le BAIIA comparable découlant des activités abandonnées représente le résultat du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024, contre le résultat pour un exercice complet en 2023. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » de notre rapport annuel de 2024 pour un complément d'information.

Renseignements aux médias :
Relations avec les médias
media@tcenergy.com
403-920-7859 ou 800-608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :
Relations avec les investisseurs
investor_relations@tcenergy.com
403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2026

Rapport de gestion

Le 3 novembre 2026

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités ci-joints pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, 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 2025, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2025. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2025.

Le 1er 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. Se reporter à notre rapport annuel de 2025 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, y compris les énoncés à l'égard de nos cibles de réduction des émissions de GES, comme notre cible d'intensité des émissions de méthane;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique ainsi que les négociations commerciales en cours, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

- la concrétisation des effets attendus des acquisitions et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises 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 les 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 2025.

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.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Bénéfice				
Produits	**4 030**	3 704	**11 848**	11 071
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**1 026**	609	**2 912**	2 420
découlant des activités poursuivies	**1 026**	813	**2 912**	2 653
découlant des activités abandonnées	**—**	(204)	**—**	(233)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	**0,98 $**	0,58 $	**2,79 $**	2,33 $
découlant des activités poursuivies	**0,98 $**	0,78 $	**2,79 $**	2,55 $
découlant des activités abandonnées	**—**	(0,20) $	**—**	(0,22) $
BAIIA comparable[1]	**3 004**	2 654	**9 040**	7 988
découlant des activités poursuivies	**3 004**	2 654	**9 040**	7 988
découlant des activités abandonnées	**—**	—	**—**	—
Résultat comparable[1]	**983**	805	**2 998**	2 636
découlant des activités poursuivies	**983**	805	**2 998**	2 636
découlant des activités abandonnées	**—**	—	**—**	—
Résultat comparable par action ordinaire[1]	**0,94 $**	0,77 $	**2,88 $**	2,53 $
découlant des activités poursuivies	**0,94 $**	0,77 $	**2,88 $**	2,53 $
découlant des activités abandonnées	**—**	—	**—**	—
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	**0,8775 $**	0,85 $	**2,6325 $**	2,55 $
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	**1 042**	1 040	**1 042**	1 040
– émises et en circulation à la fin de la période	**1 042**	1 041	**1 042**	1 041

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation[1]	**1 782**	1 920	**6 602**	5 452
Fonds provenant de l'exploitation comparables[2]	**2 236**	1 790	**6 568**	5 703
Dépenses d'investissement[3]	**1 412**	1 506	**3 842**	4 694

1 Comprend les activités poursuivies et abandonnées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

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 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.

Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre 2026	trimestres clos les 30 septembre 2025	périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2026	périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025
Gazoducs – Canada	**531**	533	**1 585**	1 600
Gazoducs – États-Unis	**1 013**	801	**3 080**	2 817
Gazoducs – Mexique	**411**	407	**1 197**	809
Énergie et solutions énergétiques	**308**	190	**749**	637
Siège social	**(1)**	(3)	**(5)**	(15)
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	**2 262**	1 928	**6 606**	5 848
Intérêts débiteurs	**(883)**	(847)	**(2 580)**	(2 534)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**64**	55	**163**	417
Gains (pertes) de change, montant net	**(4)**	30	**41**	142
Intérêts créditeurs et autres	**91**	47	**158**	147
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	**1 530**	1 213	**4 388**	4 020
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies	**(312)**	(245)	**(873)**	(875)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	**1 218**	968	**3 515**	3 145
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	**—**	(204)	**—**	(233)
Bénéfice net (perte nette)	**1 218**	764	**3 515**	2 912
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	**(164)**	(127)	**(518)**	(408)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	**1 054**	637	**2 997**	2 504
Dividendes sur les actions privilégiées	**(28)**	(28)	**(85)**	(84)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**1 026**	609	**2 912**	2 420
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	**0,98 $**	0,58 $	**2,79 $**	2,33 $
découlant des activités poursuivies	**0,98 $**	0,78 $	**2,79 $**	2,55 $
découlant des activités abandonnées	**—**	(0,20) $	**—**	(0,22) $

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre 2026	trimestres clos les 30 septembre 2025	périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2026	périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires				
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	**1 218**	968	**3 515**	3 145
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	**(164)**	(127)	**(518)**	(408)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	**1 054**	841	**2 997**	2 737
Dividendes sur les actions privilégiées	**(28)**	(28)	**(85)**	(84)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	**1 026**	813	**2 912**	2 653
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées après impôts	**—**	(204)	**—**	(233)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**1 026**	609	**2 912**	2 420

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies a représenté une hausse de 213 millions de dollars, ou de 0,20 $ par action ordinaire, et de 259 millions de dollars, ou de 0,24 $ par action ordinaire, respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 comparativement aux périodes correspondantes de 2025.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

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

Mesures comparables

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

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

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

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable. Ces mesures s'appliquent à nos activités poursuivies et abandonnées. Des rapprochements quantitatifs de nos mesures comparables avec leurs mesures conformes aux PCGR correspondantes et une analyse des ajustements particuliers apportés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 et les périodes comparatives sont présentés tout au long du présent rapport de gestion.

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

BAIIA comparable et BAII comparable

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées dans les états financiers consolidés figurant dans notre rapport annuel de 2025. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Nous croyons que les fonds provenant de l'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures utiles pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de notre entreprise à générer des rentrées. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour consulter un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction des postes particuliers décrits à la rubrique « Mesures comparables ». Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des (gains) pertes de change, les intérêts créditeurs et autres, la charge (le recouvrement) d'impôts, le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées inscrits à notre état consolidé 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 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 découlant des activités poursuivies et abandonnées.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies et résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies

Les éléments 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 2026

- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 16 millions de dollars et des gains de change latents nets avant impôts de 123 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») et Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »), déduction faite de la participation sans contrôle;
- des gains avant impôts de 75 millions de dollars au troisième trimestre de 2026 liés à la conclusion d'une DIF visant la phase 2 du projet d'expansion du gazoduc Coastal GasLink (la « phase 2 du projet d'expansion de CGL »). Se reporter à la rubrique « Gazoducs – Canada » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- un recouvrement avant impôts de 36 millions de dollars au troisième trimestre de 2026 correspondant à notre quote-part de la reprise sur la provision au titre des coûts d'exploitation de Bruce Power se rapportant à des périodes antérieures;
- des charges avant impôts de 103 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 se rapportant à des règlements avec un tiers;
- une charge de dépréciation d'actifs avant impôts de 70 millions de dollars au troisième trimestre de 2026 se rapportant à la valeur comptable de certaines pièces d'équipement à notre centrale de cogénération de Bécancour. Se reporter à la rubrique « Énergie et solutions énergétiques » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- des charges avant impôts de 10 millions de dollars et de 15 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Résultats de 2025

- des gains de change latents nets avant impôts de 87 millions de dollars et des pertes de change latentes nettes avant impôts de 42 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, respectivement, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite des participations sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 12 millions de dollars et une charge avant impôts de 79 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2025, respectivement, se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	**1 026**	813	**2 912**	2 653
Postes particuliers (avant impôts) :				
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés[1]	**16**	(87)	**(123)**	42
DIF visant la phase 2 du projet d'expansion de CGL[2]	**(75)**	—	**(75)**	—
Reprise sur la provision visant Bruce Power[3]	**(36)**	—	**(36)**	—
Règlements avec un tiers	**—**	—	**103**	—
Charge de dépréciation d'actifs[4]	**70**	—	**70**	—
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[5]	**10**	(12)	**15**	79
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	**16**	(8)	**11**	(26)
Activités de gestion des risques[6]	**(53)**	114	**183**	(141)
Impôts sur des postes particuliers[7]	**9**	(15)	**(62)**	29
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	**983**	805	**2 998**	2 636
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire découlant des activités poursuivies	**0,98 $**	0,78 $	**2,79 $**	2,55 $
Postes particuliers (après impôts)	**(0,04)**	(0,01)	**0,09**	(0,02)
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	**0,94 $**	0,77 $	**2,88 $**	2,53 $

1 TCPL et TGNH sont parties à une facilité de crédit renouvelable non garantie. Bien que le prêt et l'emprunt soient éliminés lors de la consolidation, les différences de monnaie de présentation de chacune des entités font en sorte que le bénéfice net est touché lors de la réévaluation et de la conversion de ces soldes dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que les gains et les pertes de change latents en résultant ne reflètent pas les montants qui seront réalisés au règlement, nous les excluons des mesures comparables, déduction faite des participations sans contrôle.

2 Nous avons constaté certains gains en lien avec la conclusion d'une DIF visant la phase 2 du projet d'expansion de CGL, que nous avons exclus des mesures comparables. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – Canada » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

3 Il s'agit de notre quote-part de la reprise sur la provision au titre des coûts d'exploitation de Bruce Power comptabilisée de 2021 à 2025, par suite de la levée de cette obligation par l'Office de l'électricité de l'Ontario.

4 Nous avons réduit la valeur comptable de certaines pièces d'équipement à notre centrale de Bécancour qui ne devraient plus être utilisées et qui seront abandonnées sur place. Se reporter à la rubrique « Énergie et solutions énergétiques » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

5 Nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui fluctuera d'une période à l'autre en fonction de l'évolution des hypothèses économiques et de l'information prospective. Cette provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée des contrats de transport, dont le plus récent se prolonge jusqu'en 2055. Cette provision ne reflète pas les pertes ou les sorties de trésorerie découlant des contrats de transport sous-jacents 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 de la participation sans contrôle, des mesures comparables. Se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

6

Activités de gestion des risques	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Gazoducs – États-Unis	**37**	8	**(58)**	66
Installations énergétiques au Canada	**1**	(50)	**(86)**	(72)
Installations énergétiques aux États-Unis	**(5)**	2	**(1)**	4
Stockage de gaz naturel	**35**	(7)	**85**	(27)
Taux d'intérêt	**—**	1	**1**	1
Change	**(15)**	(68)	**(124)**	169
	53	(114)	**(183)**	141
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	**(12)**	27	**46**	(35)
Total des gains latents (pertes latentes) découlant des activités de gestion des risques	**41**	(87)	**(137)**	106

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

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE DÉCOULANT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES ET DU RÉSULTAT COMPARABLE DÉCOULANT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Gazoducs – Canada	**953**	913	**2 833**	2 726
Gazoducs – États-Unis	**1 246**	1 062	**3 961**	3 518
Gazoducs – Mexique	**446**	416	**1 287**	968
Énergie et solutions énergétiques	**360**	266	**964**	791
Siège social	**(1)**	(3)	**(5)**	(15)
BAIIA comparable découlant des activités poursuivies	**3 004**	2 654	**9 040**	7 988
Amortissement	**(749)**	(701)	**(2 209)**	(2 050)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	**(883)**	(848)	**(2 581)**	(2 535)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**64**	55	**163**	417
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	**11**	22	**40**	67
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	**16**	47	**83**	147
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	**(303)**	(260)	**(935)**	(846)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	**(149)**	(136)	**(518)**	(468)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(28)**	(28)	**(85)**	(84)
Résultat comparable découlant des activités poursuivies	**983**	805	**2 998**	2 636
Résultat comparable par action ordinaire découlant des activités poursuivies	**0,94 $**	0,77 $	**2,88 $**	2,53 $

BAIIA comparable découlant des activités poursuivies – *comparaison de 2026 et de 2025*

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies du trimestre clos le 30 septembre 2026 a été supérieur de 350 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2025, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable à des ventes contractuelles supplémentaires et à l'augmentation du résultat d'ANR et de Columbia, facteurs en partie compensés par des ventes contractuelles moindres de GTN;
- le BAIIA accru du secteur Énergie et solutions énergétiques, imputable surtout aux apports supérieurs de Bruce Power du fait de la hausse du prix contractuel et de celle de la production en raison de la remise en service du réacteur 3 à la suite de l'arrêt attribuable au programme de remplacement des composantes principales (« RCP »);
- le BAIIA à la hausse du secteur Gazoducs – Canada, attribuable principalement à l'augmentation de l'amortissement transférable relatif au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada;
- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique du fait de la quote-part du bénéfice plus élevée provenant de Sur de Texas en raison de l'exposition financière libellée en pesos;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US, qui a été converti au taux de 1,40 en 2026, contre 1,38 en 2025. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable découlant des activités poursuivies de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 a été supérieur de 1 052 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2025, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – États-Unis attribuable à des ventes contractuelles additionnelles et à l'augmentation du résultat d'ANR et de Columbia, facteurs en partie contrebalancés par la contraction des marges liées à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis et les ventes contractuelles moindres de GTN;
- le BAIIA libellé en dollars US du secteur Gazoducs – Mexique à la hausse, ce qui est attribuable au résultat accru de TGNH se rapportant surtout à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025 et à l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas, en raison de l'exposition financière libellée en pesos;
- le BAIIA accru du secteur Énergie et solutions énergétiques, imputable surtout aux apports supérieurs de Bruce Power du fait de la hausse du prix contractuel et de celle de la production par suite de la remise en service du réacteur 3 à la suite de l'arrêt attribuable nécessaire au programme de RCP;
- le BAIIA à la hausse du secteur Gazoducs – Canada, attribuable principalement à l'augmentation de l'amortissement transférable relatif au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada ainsi qu'aux revenus plus élevés au titre des incitatifs liés au réseau de NGTL, ce qui a été en partie contré par la diminution des impôts sur le bénéfice transférables relatifs au réseau principal au Canada et par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Coastal GasLink;
- l'incidence négative de la faiblesse du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US, qui a été converti au taux de 1,38 en 2026, contre 1,40 en 2025. 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 BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière importante sur notre bénéfice net.

Résultat comparable découlant des activités poursuivies – *comparaison de 2026 et de 2025*

Le résultat comparable a augmenté de 178 millions de dollars, ou de 0,17 $ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 comparativement à celui de la période correspondante de 2025. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison surtout des actifs mis en service sur le réseau principal au Canada et sur le réseau de NGTL, des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL et des changements apportés aux taux d'amortissement en lien avec le règlement visant Columbia Gas;
- la charge d'impôts accrue, attribuable surtout aux changements dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités, facteur contrebalancé en partie par l'incidence de notre exposition au change au Mexique et la baisse des impôts sur le bénéfice transférables;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des produits tirés des placements restreints;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite essentiellement de l'augmentation du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change relatif aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US ainsi qu'à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable aux dépenses en immobilisations affectées à nos projets de gazoducs aux États-Unis.

Le résultat comparable a augmenté de 362 millions de dollars, ou de 0,35 $ par action ordinaire, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 comparativement à celui de la période correspondante de 2025. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction en raison surtout de l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison surtout des actifs mis en service sur le réseau principal au Canada et sur le réseau de NGTL, des taux d'amortissement plus élevés s'appliquant au réseau de NGTL et des changements apportés aux taux d'amortissement en lien avec le règlement visant Columbia Gas;
- la charge d'impôts accrue attribuable surtout aux changements 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, ce qui a été en partie contré par l'incidence de notre exposition au change au Mexique;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres attribuable à la diminution des produits tirés des placements restreints;
- la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite essentiellement de l'augmentation du bénéfice net attribuable aux actifs de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme;
- les activités de gestion des risques menées pour gérer notre exposition au risque de change relatif aux passifs nets au Mexique et au bénéfice libellé en dollars US ainsi qu'à la réévaluation en dollars canadiens des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US et la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

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.

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 2026 demeurent conformes à celles énoncées dans notre rapport annuel de 2025.

Dépenses en immobilisations consolidées

Le total prévu de nos dépenses en immobilisations pour 2026, qui est présenté dans notre rapport annuel de 2025, 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 25 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d’un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d’obtention de permis.

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

Nous avons mis en service des projets d’environ 2,5 milliards de dollars au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026, y compris des projets visant la capacité des gazoducs dans notre importante empreinte de gazoducs en Amérique du Nord ainsi que le réacteur 3 de Bruce Power, qui a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 12 juin 2026 après sa mise à l’arrêt dans le cadre du programme de RCP. De plus, des dépenses d’investissement de maintien 1,7 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 2025. 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 obtiendront les approbations clés, 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 canadiens, sauf indication contraire)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés des projets au 30 septembre 2026
Gazoducs – Canada[1]			
Réseau de NGTL[2]	2027	0,5	0,2
	2028+	0,5	—
Phase 2 du projet d'expansion de Coastal GasLink	2030+	0,2	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2026-2028	2,8	0,7
Gazoducs – États-Unis			
Projet Heartland	2027	0,9 US	0,2 US
Projet Northwoods	2029	0,9 US	—
Projets Pulaski, Maysville et Clark	2028-2029	0,9 US	0,1 US
Projet de capacité Central Virginia	2028-2030	0,3 US	—
Projet d'expansion de Crossroads	2030	1,8 US	—
Projet d'approvisionnement Appalachia	2030	1,5 US	—
Projet de stockage d'énergie dans le sud-est de la Virginie	2030	0,3 US	0,1 US
Autres investissements[3]	2026-2031	1,6 US	0,4 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2026-2028	2,6 US	0,7 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon sud[4]	—	0,4 US	0,3 US
Tula[5]	—	0,4 US	0,3 US
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – RCP du réacteur 4[6]	2027	0,9	0,6
Bruce Power – RCP du réacteur 5[6]	2030	1,1	0,3
Bruce Power – Allongement du cycle de vie[7]	2026-2031	1,7	0,8
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables[8]	2026-2028	0,5	0,1
		19,8	4,8
Incidence du change sur les projets garantis[9]		4,9	0,9
Total des projets garantis		24,7	5,7

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 Comprennent les montants liés aux projets prévus dans le plan de croissance pluriannuel pour lesquels une DIF a été obtenue.

3 Comprennent 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 DIF future et d'une révision des coûts estimés.

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

7 Reflète les montants à investir conformément au programme de gestion d'actifs jusqu'en 2028, à d'autres projets d'allongement du cycle de vie et à l'initiative d'accroissement de la production.

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

9 Reflète un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,42 au 30 septembre 2026.

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).

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Réseau de NGTL	**659**	649	**1 995**	1 925
Réseau principal au Canada	**217**	193	**621**	572
Autres gazoducs au Canada[1]	**77**	71	**217**	229
BAIIA comparable	**953**	913	**2 833**	2 726
Amortissement	**(422)**	(380)	**(1 248)**	(1 126)
BAII comparable et bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**531**	533	**1 585**	1 600

1 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 diminué de 2 millions de dollars et de 15 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025.

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 recouvrés presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférables.

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	**198**	200	**604**	597
Réseau principal au Canada	**67**	62	**189**	185
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			**18 995**	19 319
Réseau principal au Canada			**3 775**	3 713

Le bénéfice net du réseau de NGTL pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 a été sensiblement comparable à celui de la période correspondante de 2025, alors qu'il a augmenté de 7 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 comparativement à la même période en 2025, du fait surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs, contrebalancée en partie par la diminution de la base d'investissement moyenne. Le réseau de NGTL est actuellement exploité aux termes du règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL 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 un incitatif relatif à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec les clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 a augmenté de 5 millions de dollars et de 4 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la hausse des revenus au titre des incitatifs et de l'augmentation de la base d'investissement moyenne. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficiences 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 40 millions de dollars et de 107 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de la charge d'amortissement transférable et l'augmentation des revenus au titre des incitatifs relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse de la charge d'amortissement transférable, contrée en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférables relatifs au réseau principal au Canada;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de Coastal GasLink pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 42 millions de dollars et de 122 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, par suite surtout des actifs mis en service au sein du réseau principal au Canada ainsi que de la hausse des taux d'amortissement et des installations d'expansion mises en service dans le réseau de NGTL.

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).

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Columbia Gas[1]	**435**	416	**1 424**	1 300
ANR	**229**	133	**698**	466
Columbia Gulf[1]	**66**	60	**235**	176
Great Lakes	**37**	33	**143**	142
GTN	**41**	65	**136**	187
Autres gazoducs aux États-Unis[2]	**82**	63	**226**	239
BAIIA comparable	**890**	770	**2 862**	2 510
Amortissement	**(193)**	(196)	**(570)**	(549)
BAII comparable	**697**	574	**2 292**	1 961
Incidence du change	**279**	219	**879**	790
BAII comparable (en dollars CA)	**976**	793	**3 171**	2 751
Postes particuliers :				
Règlements avec un tiers	**—**	—	**(33)**	—
Activités de gestion des risques	**37**	8	**(58)**	66
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	**1 013**	801	**3 080**	2 817

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

2 Comprennent le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), dans North Baja, dans Gillis Access, dans Tuscarora, dans Bison et dans Crossroads, ainsi que notre quote-part du bénéfice provenant de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage et de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs – États-Unis.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 212 millions de dollars et de 263 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025. Il comprend les postes particuliers qui suivent, lesquels ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge avant impôts de 33 millions de dollars au titre d'un règlement avec un tiers découlant de la résolution de certaines questions d'ordre juridique touchant notre secteur Gazoduc – États-Unis au premier trimestre de 2026;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 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 2025, tandis que la faiblesse du dollar américain pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 a eu une incidence défavorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US comparativement à la période correspondante de 2025. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a augmenté de 120 millions de dollars US et de 352 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- une augmentation nette du résultat d'ANR par suite de la hausse des tarifs de transport entrée en vigueur le 1er novembre 2025 et des ajustements liés au règlement visant ANR, ainsi que des ventes contractuelles supplémentaires. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite d'une hausse des tarifs de transport ayant pris effet le 1er avril 2025 conformément au règlement visant Columbia Gas;
- le résultat supplémentaire tiré des projets mis en service et la diminution des coûts d'exploitation relatifs à Columbia Gulf;
- la hausse du résultat attribuable aux ventes contractuelles à court terme supplémentaires en raison de l'incidence des températures froides sur plusieurs gazoducs aux États-Unis;
- la diminution des ventes contractuelles liées à GTN en 2026 en regard de 2025;
- la diminution du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges commerciales moins élevées attribuables au temps froid.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 3 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 et augmenté de 21 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison essentiellement des nouveaux projets mis en service et des variations des taux d'amortissement par suite du règlement visant Columbia Gas, ce qui a été contré en partie par la diminution des taux d'amortissement par suite du règlement visant ANR. Se reporter à la rubrique « Gazoducs – États-Unis » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Gazoducs – Mexique

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).

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
TGNH[1,2]	**190**	209	**606**	432
Sur de Texas[3]	**52**	24	**111**	51
Topolobampo	**39**	39	**117**	117
Guadalajara	**21**	14	**47**	45
Mazatlán	**16**	17	**48**	51
BAIIA comparable	**318**	303	**929**	696
Amortissement	**(17)**	(18)	**(53)**	(52)
BAII comparable	**301**	285	**876**	644
Incidence du change	**121**	108	**338**	252
BAII comparable (en dollars CA)	**422**	393	**1 214**	896
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]	**(11)**	14	**(17)**	(87)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	**411**	407	**1 197**	809

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

2 Comprend la participation 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 a augmenté de 4 millions de dollars et de 388 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025 et il comprend des charges de 11 millions de dollars et de 17 millions de dollars, respectivement (recouvrement de 14 millions de dollars et charge de 87 millions de dollars, respectivement, en 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, qui a été exclue de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable.

Le raffermissement du dollar américain pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 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 2025, tandis que la faiblesse du dollar US au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 a eu une incidence défavorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités libellées en dollars US comparativement à la période correspondante de 2025. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 15 millions de dollars US et de 233 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le repli du résultat de TGNH pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 en raison de la hausse des coûts d'exploitation, ainsi que la hausse du résultat de TGNH pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026, principalement attribuable à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025;
- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas comptabilisée à la valeur de consolidation, principalement imputable à l'effet du change à la réévaluation des passifs libellés en pesos ainsi qu'à la baisse de la charge d'impôts et des intérêts débiteurs.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 est demeuré sensiblement constant par rapport aux périodes correspondantes de 2025. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service ont été sortis des immobilisations corporelles pour être pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » de notre bilan consolidé condensé, aucune charge d'amortissement n'ayant été comptabilisée.

SUR DE TEXAS

Les résultats de Sur de Texas reflètent notre quote-part du bénéfice provenant de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer l'exposition au risque de change de Sur de Texas, et l'incidence de ces dérivés est comptabilisée au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

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

	trimestres clos les 30 septembre		**périodes de neuf mois closes les 30 septembre**	
(en millions de dollars US)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation avant l'incidence du change	**38**	35	**111**	100
Incidence du change prise en compte dans le bénéfice provenant de la participation à la valeur de consolidation	**14**	(11)	**—**	(49)
BAIIA comparable - Sur de Texas	**52**	24	**111**	51

Énergie et solutions énergétiques

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).

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Bruce Power[1]	**313**	213	**754**	578
Installations énergétiques au Canada	**36**	30	**140**	145
Stockage de gaz naturel et autres[2]	**11**	23	**70**	68
BAIIA comparable	**360**	266	**964**	791
Amortissement	**(33)**	(29)	**(98)**	(85)
BAII comparable	**327**	237	**866**	706
Postes particuliers :				
Règlements avec un tiers	**—**	—	**(70)**	—
Charge de dépréciation d'actifs	**(70)**	—	**(70)**	—
Reprise sur la provision visant Bruce Power	**36**	—	**36**	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	**(16)**	8	**(11)**	26
Activités de gestion des risques	**31**	(55)	**(2)**	(95)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**308**	190	**749**	637

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

2 Comprend la participation sans contrôle dans les parcs éoliens Fluvanna et Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas »), qui se composent de 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 118 millions de dollars et de 112 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge avant impôts de 70 millions de dollars au titre d'un règlement contractuel avec un tiers dans notre secteur Énergie et solutions énergétiques au deuxième trimestre de 2026;
- une charge de dépréciation d'actifs avant impôts de 70 millions de dollars se rapportant à la valeur comptable de certaines pièces d'équipement à notre centrale de cogénération de Bécancour. Se reporter à la rubrique « Énergie et solutions énergétiques » de la section « Faits récents » pour un complément d'information;
- un recouvrement avant impôts de 36 millions de dollars correspondant à notre quote-part de la reprise sur la provision au titre des coûts d'exploitation de Bruce Power se rapportant à des périodes antérieures;
- 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 94 millions de dollars et de 173 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des apports de Bruce Power du fait surtout du prix contractuel plus élevé, de la production accrue découlant en partie de la remise en marche du réacteur 3 après sa mise à l'arrêt dans le cadre du programme de RCP, ainsi que de la hausse des gains réalisés sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, facteurs contrebalancés en partie par l'augmentation de l'amortissement, des coûts d'exploitation et des charges financières. Se reporter à la rubrique présentant les résultats de Bruce Power pour un complément d'information;
- la baisse du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres pour le trimestre clos le 30 septembre 2026, attribuable à la diminution des écarts réalisés sur les activités de stockage de gaz naturel. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026, la baisse des coûts liés à l'expansion des affaires ont été contrebalancés par l'apport moindre de nos activités de commercialisation aux États-Unis;
- la hausse des résultats financiers des installations énergétiques au Canada pour le trimestre clos le 30 septembre 2026, en raison surtout de la production accrue provenant de nos actifs de cogénération en Alberta et de la hausse des prix de l'électricité. Les résultats financiers moindres pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 découlent surtout de l'apport moindre de nos activités de commercialisation des installations énergétiques au Canada.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison de la hausse des taux d'amortissement s'appliquant à nos actifs de cogénération en Alberta.

BRUCE POWER

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAII comparable :				
Produits[1]	**696**	546	**1 877**	1 610
Charges d'exploitation	**(253)**	(236)	**(794)**	(748)
Amortissement et autres	**(130)**	(97)	**(329)**	(284)
BAIIA comparable et BAII comparable[2]	**313**	213	**754**	578
Bruce Power – données complémentaires				
Capacité disponible des centrales[3,4]	**97 %**	94 %	**95 %**	93 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus[4]	**12**	11	**73**	76
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	**7**	21	**10**	44
Volumes des ventes (en GWh)[5]	**5 852**	4 885	**15 798**	14 626
Prix de l'électricité réalisés par MWh[6]	**118 $**	111 $	**117 $**	109 $

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficiences 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, des activités de gestion des risques et de notre quote-part de la reprise sur la provision au titre des coûts d'exploitation de Bruce Power se rapportant à des périodes antérieures.

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

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

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

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

Les travaux d'entretien prévus du réacteur 8 ont été achevés au premier trimestre de 2026. Le programme de RCP du réacteur 3, entrepris en mars 2023, a été mené à terme et ce réacteur a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 12 juin 2026, en avance sur l'échéancier et conformément au budget. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 1 ont commencé au troisième trimestre de 2026 et ils devraient être achevés au quatrième trimestre de 2026.

Siège social

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**(1)**	(3)	**(5)**	(15)

La perte sectorielle du secteur Siège social a reculé de 2 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la baisse des frais d'administration du siège social en 2026.

INTÉRÊTS DÉBITEURS

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	**(231)**	(204)	**(665)**	(601)
Libellés en dollars US	**(426)**	(424)	**(1 282)**	(1 282)
Incidence du change	**(169)**	(159)	**(493)**	(511)
	(826)	(787)	**(2 440)**	(2 394)
Autres intérêts et charge d'amortissement	**(59)**	(63)	**(148)**	(148)
Intérêts capitalisés	**2**	2	**7**	7
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	**(883)**	(848)	**(2 581)**	(2 535)
Poste particulier :				
Activités de gestion des risques	**—**	1	**1**	1
Intérêts débiteurs	**(883)**	(847)	**(2 580)**	(2 534)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 36 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 comparativement à la période correspondante de 2025, et ils comprennent des gains latents de néant (1 million de dollars en 2025) sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de taux d'intérêt. Les intérêts débiteurs ont augmenté de 46 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 comparativement à la période correspondante de 2025, et ils comprennent des gains latents de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2025) sur les dérivés utilisés pour gérer notre risque de taux d'intérêt. Ces montants ont été exclus de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 35 millions de dollars et de 46 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions et échéances de titres d'emprunt à long terme. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- l'incidence de la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Libellée en dollars CA	**10**	13	**30**	37
Libellée en dollars US	**39**	30	**96**	268
Incidence du change	**15**	12	**37**	112
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**64**	55	**163**	417

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 9 millions de dollars et diminué de 254 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025. L'augmentation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 découle avant tout des dépenses en immobilisations affectées à nos projets de gazoducs aux États-Unis. La diminution de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 est principalement attribuable à l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway au deuxième trimestre de 2025.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	**11**	22	**40**	67
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés[1]	**—**	76	**125**	(94)
Activités de gestion des risques	**(15)**	(68)	**(124)**	169
Gains (pertes) de change, montant net	**(4)**	30	**41**	142

1 Comprennent la participation 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 34 millions de dollars et de 101 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul du montant net des gains (pertes) de change inclus 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 11 millions de dollars et de 27 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025. 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 pertes de change inscrites en 2026 comparativement aux gains de change inscrits en 2025 à la réévaluation en dollars canadiens des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US;
- les gains de change comptabilisés en 2026 comparativement à des pertes de change inscrites en 2025 à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Libellés en dollars CA	**8**	8	**16**	21
Libellés en dollars US	**6**	28	**49**	90
Incidence du change	**2**	11	**18**	36
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	**16**	47	**83**	147
Poste particulier :				
DIF visant la phase 2 du projet d'expansion de CGL	**75**	—	**75**	—
Intérêts créditeurs et autres	**91**	47	**158**	147

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 44 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, et il comprennent des gains avant impôts de 75 millions de dollars comptabilisés en lien avec la conclusion d'une DIF visant la phase 2 du projet d'expansion de CGL qui n'ont pas été pris en compte dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Gazoducs - Canada » de la section « Faits récents » pour un complément d'information.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 31 millions de dollars et de 64 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison principalement des éléments suivants :

- la baisse des produits tirés des placements restreints;
- la baisse des intérêts gagnés sur les placements à court terme libellés en dollars canadiens et en dollars US.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	**(303)**	(260)	**(935)**	(846)
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	**6**	(7)	**(6)**	(13)
DIF visant la phase 2 du projet d'expansion de CGL	**(18)**	—	**(18)**	—
Reprise sur la provision visant Bruce Power	**(9)**	—	**(9)**	—
Règlements avec un tiers	**—**	—	**25**	—
Charge de dépréciation d'actifs	**17**	—	**17**	—
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**	(3)	**5**	26
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	**4**	(2)	**2**	(7)
Activités de gestion des risques	**(12)**	27	**46**	(35)
(Charge) recouvrement d'impôts	**(312)**	(245)	**(873)**	(875)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 43 millions de dollars et de 89 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, principalement du fait des changements dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités, facteur en partie contré par l'incidence de notre exposition au change au Mexique. L'augmentation reflète également la baisse des impôts sur le bénéfice transférables pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 et la hausse de ces impôts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026.

(BÉNÉFICE NET) PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	Participations sans contrôle détenues au 30 septembre 2026	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2026	2025	2026	2025
Columbia Gas et Columbia Gulf	40 %	**(139)**	(131)	**(503)**	(453)
TGNH	13,01 %	**(17)**	(13)	**(44)**	(42)
Parcs éoliens au Texas[1]	100 %	**7**	8	**29**	27
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable		**(149)**	(136)	**(518)**	(468)
Postes particuliers :					
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés		**(16)**	11	**(2)**	52
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location		**1**	(2)	**2**	8
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle		**(164)**	(127)	**(518)**	(408)

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.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 37 millions de dollars et de 110 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025 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 portion attribuable aux participations sans contrôle de la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 13 millions de dollars et de 50 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 en regard des périodes correspondantes de 2025, du fait de l'augmentation du bénéfice net tiré des actifs de Columbia Gas et de Columbia Gulf.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2026	2025	2026	2025
Dividendes sur les actions privilégiées	**(28)**	(28)	**(85)**	(84)

Les dividendes sur les actions privilégiées sont demeurés sensiblement stables pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, principalement par suite de l'effet compensatoire du rachat d'actions privilégiées en 2025 ainsi que du rajustement des taux de dividendes de certaines séries d'actions privilégiées ou de leur conversion en 2026 et en 2025.

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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, 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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars US)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	**890**	770	**2 862**	2 510
Gazoducs au Mexique	**318**	303	**929**	696
	1 208	1 073	**3 791**	3 206
Amortissement	**(210)**	(214)	**(623)**	(601)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	**(426)**	(424)	**(1 282)**	(1 282)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**39**	30	**96**	268
Intérêts créditeurs et autres	**6**	28	**49**	90
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable et autres	**(109)**	(104)	**(370)**	(339)
	508	389	**1 661**	1 342
Taux de change moyen – conversion de dollars US en dollars CA	**1,40**	1,38	**1,38**	1,40

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX GAZODUCS AU MEXIQUE

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influer 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.

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 septembre 2026	**18,06**
30 septembre 2025	18,36
31 décembre 2025	18,00
31 décembre 2024	20,87

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique[1]	**19**	(14)	**—**	(68)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	**14**	32	**42**	104
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	**(2)**	(17)	**(14)**	(76)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable[2]	**(3)**	1	**—**	7
	28	2	**28**	(33)

1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Représente la portion attribuable aux participations sans contrôle relative à TGNH. Se reporter à la rubrique « Siège social » pour un complément d'information.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Réseau de NGTL

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,4 milliard de dollars, y compris 0,1 milliard de dollars au titre de projets prévus dans le plan de croissance pluriannuel.

Plan de croissance pluriannuel

Le règlement de 2025-2029 pour le réseau de NGTL prévoit un cadre d'investissement soutenant l'approbation par notre conseil d'administration de l'affectation de capitaux d'un montant maximal de 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant des installations d'expansion afin de répondre aux engagements du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts ayant diverses dates de mise en service prévues, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation. À ce jour, des installations d'expansion représentant des coûts estimés d'environ 1,2 milliard de dollars et ayant diverses dates de mise en service à compter de 2026 ont obtenu des DIF. En cours de réalisation des projets, des occasions d'optimiser le capital ont été relevées grâce au regroupement et à la réalisation efficaces, ainsi qu'à des améliorations de la portée et du calendrier des projets. Nous continuons d'évaluer les exigences du réseau et nous ne prévoyons pas que toutes les installations soumises au conseil d'administration pour affectation de capital seront nécessaires pour nous permettre de respecter nos engagements en matière de capacité aux termes du plan de croissance pluriannuel, à savoir une hausse du débit du réseau d'environ 1,0 Gpi^3/j.

Projet Valhalla North et Berland River

La section Valhalla North de ce projet a été mise en service au troisième trimestre de 2025 et le poste de compression de Berland River est entré en service le 14 juillet 2026 après l'achèvement du raccordement de tiers au réseau de transport d'électricité. Ce projet, d'un coût en capital total d'environ 0,5 milliard de dollars, comprend un gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles) et un poste de compression électrique à émissions nulles, ce qui représente une capacité supplémentaire d'environ 428 TJ/j (400 Mpi^3/j) sur le réseau de NGTL.

Règlement visant le réseau principal au Canada

Le 9 juillet 2026, la REC a approuvé un règlement négocié de quatre ans régissant les droits relatifs au réseau principal au Canada et son entretien pour la période allant de janvier 2027 à décembre 2030. Le règlement, soutenu par nos clients et autres parties intéressées, prévoit le maintien d'un taux de rendement des capitaux propres de 10,1 % sur un ratio de capital-actions ordinaires réputé de 40 % et comporte un mécanisme incitatif conçu de manière à encourager la gestion des coûts et l'optimisation des produits, ce qui sera avantageux tant pour nous que pour nos clients. Cet incitatif permettra de surpasser le rendement des capitaux propres approuvé. De plus, dans le cadre du programme de croissance du règlement visant le réseau principal (le « PCRRP »), TC Énergie s'est engagée à fournir jusqu'à 200 millions de dollars en capital, sous réserve d'une DIF, pour soutenir la capacité supplémentaire, selon des rendements ciblés qui dépassent le rendement des capitaux propres approuvé.

En août 2026, le réseau principal au Canada a mené à terme les appels de soumissions aux termes du règlement visant le réseau principal. Les engagements obtenus de la part des clients dans le cadre de ce processus viennent soutenir le PCRRP en fournissant une voie permettant l'expansion supplémentaire de la capacité.

Coastal GasLink

Phase 2 du projet d'expansion du gazoduc Coastal GasLink

En mars 2026, Coastal GasLink LP a conclu avec LNG Canada (« LNGC ») des ententes commerciales qui encadrent la progression de la phase 2 du projet d'expansion de CGL, un projet d'expansion du Gazoduc Coastal GasLink devant accroître la capacité du gazoduc jusqu'à l'installation d'exportation de LNGC située à Kitimat, en Colombie-Britannique.

En septembre 2026, à la suite d'une DIF favorable prise par LNGC et les participants à sa coentreprise visant l'expansion de l'usine de LNGC, Coastal GasLink LP a approuvé la phase 2 du projet d'expansion de CGL. Ce projet, d'un coût estimatif de 4,9 milliards de dollars, comprend l'ajout de cinq stations de compression ainsi que les modifications à l'usine qui en découlent, ce qui devrait accroître la capacité de transport garanti d'environ 2,0 Gpi^3/j et porter la capacité totale à environ 4,5 Gpi^3/j.

Aux termes des ententes, LNGC dirigera la réalisation du projet ainsi que sa construction, tandis que Coastal GasLink LP fournira des services-conseils et du soutien technique. La structure commerciale prévoit des limites déterminées quant aux engagements en capital de Coastal GasLink LP et à l'exposition aux risques liés au calendrier et aux coûts de construction. Coastal GasLink LP demeurera le propriétaire, l'exploitant et le détenteur des permis en ce qui a trait au gazoduc et aux installations connexes.

La construction devrait démarrer au début de 2027 et la mise en service est prévue pour le début de la décennie 2030, sous réserve de l'achèvement des travaux de mise en service à l'installation d'exportation de LNGC.

En septembre 2026, Coastal GasLink LP a obtenu du financement pour le projet à hauteur d'un montant maximal de 3,3 milliards de dollars devant servir à financer la construction. Conjuguée aux décisions de financement des participants et des apports de capitaux propres des coentrepreneurs, la structure de financement devrait fournir des liquidités suffisantes pendant toute la construction, tout en réduisant les besoins futurs de financement par capitaux propres. Notre quote-part des capitaux propres engagés aux fins de l'expansion est d'environ 250 millions de dollars.

En lien avec la conclusion d'une DIF visant la phase 2 du projet d'expansion de CGL, nous avons comptabilisé des gains avant impôts de 75 millions de dollars au troisième trimestre de 2026 liés à certains accords de paiement se rapportant à la vente de notre participation de 65 % dans Coastal GasLink LP en 2020. Ces gains ont été exclus des mesures comparables. D'autres contreparties pourraient être comptabilisées aux termes de ces ententes à l'égard de l'aménagement, de la construction et de l'exploitation future de la section issue de l'expansion. Ces montant pourraient faire l'objet d'ajustements selon les coûts du projet définitifs ainsi que d'autres dispositions contractuelles.

Option destinée aux communautés autochtones

Le 13 octobre 2026, nous avons annoncé la conclusion d'une transaction avec FN CGL Pipeline Limited Partnership, une société d'investissement sous direction autochtone représentant cinq Premières Nations établies le long du corridor du projet Coastal Gaslink. Cette transaction permettra aux Premières Nations participantes d'acquérir une participation économique dans l'entité détenant notre participation de 35 % dans Coastal GasLink LP. Ces communautés devraient tirer profit des rendements financiers prévisibles à long terme provenant de notre participation de commanditaire dans Coastal GasLink LP.

Cette transaction est la première de deux transactions d'investissement prévues avec des communautés autochtones. Une deuxième transaction, à laquelle participeront d'autres groupes des Premières Nations, devrait être conclue au quatrième trimestre de 2026.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR

En avril 2025, ANR 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 globaux entrant en vigueur le 1er novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Le 11 mai 2026, ANR a déposé l'entente de règlement auprès de la FERC, qui comprenait une augmentation globale par rapport aux tarifs déposés au préalable. Le 27 juillet 2026, la FERC a approuvé le règlement déposé (le « règlement visant ANR »). Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients au troisième trimestre de 2026.

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de Great Lakes

En avril 2025, Great Lakes a déposé un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums de transport entrant en vigueur le 1er novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Le 24 juin 2026, Great Lakes a déposé l'entente de règlement auprès de la FERC. Le 15 septembre 2026, la FERC a approuvé le règlement déposé (le « règlement visant GLGT »). Nous prévoyons que les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, seront remboursés aux clients au quatrième trimestre de 2026.

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de GTN

Le 25 juin 2026, GTN a déposé une demande de modification de son règlement tarifaire précédent afin de disposer de plus de temps pour collaborer avec ses clients dans le but de conclure une entente avant le dépôt d'un dossier tarifaire officiel. Le 16 juillet 2026, la FERC a publié une ordonnance aux termes de laquelle elle a approuvé la modification par GTN du règlement tarifaire de 2024. La date limite à laquelle GTN peut déposer le dossier tarifaire en vertu de l'article 4 est donc repoussée du 30 septembre 2026 au 31 décembre 2026. Le 15 octobre 2026, GTN a déposé l'entente de règlement, qui est assujettie à l'approbation de la FERC.

Projet Bison XPress

Le projet Bison XPress, un projet d'expansion de nos réseaux de Northern Border et de Bison permettant de remplacer et de moderniser certaines installations ainsi que de fournir des sorties de productions à partir du bassin de Bakken vers un point de livraison au carrefour de Cheyenne, a été mis en service en mai 2026, à un coût total estimé de 0,4 milliard de dollars US. Notre quote-part de 0,2 milliard de dollars US de ce coût représente notre participation de 50 % dans Northern Border et notre participation de 100 % dans Bison.

Projet d'approvisionnement Appalachia

En avril 2026, nous avons approuvé le projet d'approvisionnement Appalachia, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gas destiné à fournir jusqu'à 0,8 Gpi^3/j de capacité afin de soutenir l'accroissement de la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel. Le projet devrait être mis en service en 2030, et son coût estimatif s'élève à environ 1,5 milliard de dollars US.

Projet Clark

En juin 2026, nous avons approuvé le projet Clark, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf conçu de manière à fournir jusqu'à 0,3 Gpi^3/j de capacité permettant d'assurer le transport garanti vers une centrale électrique alimentée au gaz naturel existante. La mise en service de ce projet est prévue pour 2028 et le coût du projet est estimé à environ 0,1 milliard de dollars US.

Projet de capacité Central Virginia

En juin 2026, nous avons approuvé le projet de capacité Central Virginia, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gas destiné à fournir jusqu'à 0,4 Gpi^3/j de capacité afin de permettre la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel devant soutenir l'aménagement de centres de données. La mise en service de ce projet est prévue pour 2028 et 2030 et le coût total du projet est estimé à environ 0,3 milliard de dollars US.

Projet d'optimisation d'ANR

En octobre 2026, nous avons approuvé le projet d'optimisation d'ANR, dans la région du centre, soit une expansion de notre réseau de gazoducs d'ANR destinée à fournir des services de transport garanti de 0,3 Gpi^3/j devant soutenir la conversion du charbon au gaz. La mise en service de ce projet est prévue pour 2029 et son coût estimatif est d'environ 0,1 milliard de dollars US.

Projet Gillis Access

Le 1er novembre 2026, le projet Gillis Access, soit un prolongement de gazoduc de 63 km (39 milles) et d'une capacité de 1,4 Gpi^3/j permettant l'acheminement en provenance du bassin Haynesville, à Gillis, a été mis en service. Le coût total du projet s'élève à environ 0,4 milliard de dollars US.

Projet d'expansion Crossroads

En novembre 2026, nous avons approuvé le projet d'expansion Crossroads, qui prévoit l'expansion de notre gazoduc Crossroads de manière à fournir une capacité supplémentaire de 1,4 Gpi^3/j destinée à répondre à la demande croissante de production d'électricité, y compris les centres de données, dans le Midwest des États-Unis. Le projet devrait être mis en service en 2030, et son coût estimatif s'élève à environ 1,8 milliard de dollars US.

Projet American Midwest

En novembre 2026, nous avons approuvé le projet American Midwest, un projet d'expansion de notre réseau Northern Border conçu de manière à fournir une capacité supplémentaire de 1,0 Gpi^3/j destinée à répondre à la demande croissante de production d'électricité, y compris les centres de données, dans le Midwest des États-Unis. Le projet devrait être mis en service en 2030, et son coût estimatif s'élève à environ 0,4 milliard de dollars US. Notre quote-part des apports de capitaux propres est d'environ 0,1 milliard de dollars US.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

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

Gazoduc Guadalajara-Manzanillo

Le 21 septembre 2026, nous avons conclu une entente visant la vente d'Energía Occidente de México, l'entité qui détient le gazoduc Guadalajara-Manzanillo, à des sociétés liées à ESENTIA Energy Development, S.A.B. de C.V. en contrepartie d'un montant brut de 560 millions de dollars (400 millions de dollars US), exclusion faite de certains ajustement à la clôture. La vente devrait être menée à terme au premier semestre de 2027, sous réserve des conditions de clôture, des approbations réglementaires et des consentements habituels.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le programme de RCP du réacteur 3, entrepris en mars 2023, a été mené à terme et ce réacteur a été déclaré prêt à l'exploitation commerciale le 12 juin 2026, en avance sur l'échéancier et conformément au budget. Notre quote-part des apports de capitaux propres s'est élevée à 1,1 milliard de dollars. Le 1er novembre 2026, le réacteur 5 a été mis hors service. Son programme de RCP a débuté et sa remise en service est prévue pour 2030.

Contrat visant la centrale de cogénération de gaz naturel à Bécancour

Le 16 septembre 2026, notre contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans conclu avec Hydro-Québec (« HQ ») a pris fin. Nous sommes en pourparlers avec HQ à l'égard d'une nouvelle entente potentielle d'approvisionnement en électricité et, selon notre évaluation de l'utilisation future attendue de l'installation, nous avons déterminé que certaines pièces d'équipement ne devraient plus être utilisées et seront donc abandonnées sur place. Par conséquent, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs avant impôts de 70 millions de dollars liée à la valeur comptable de ces pièces d'équipement, laquelle a été exclue des mesures comparables.

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 septembre 2026, notre actif à court terme s'élevait à 7,3 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 12,8 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,5 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance de 3,7 milliards de dollars au 31 décembre 2025, 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 8,0 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 6,2 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,8 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours, ainsi que les accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,3 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 septembre 2026;
- les facilités de crédit renouvelables confirmées supplémentaires de 2,1 milliards de dollars de certaines de nos filiales et sociétés liées, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 1,1 milliard de dollars restait inutilisée au 30 septembre 2026, déduction faite d'une somme de 1,0 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, la rotation du capital et notre RRD, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION[1]

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 782**	1 920	**6 602**	5 452
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	**454**	(130)	**(112)**	251
Fonds provenant de l'exploitation	**2 236**	1 790	**6 490**	5 703
Poste particulier :				
Règlements avec un tiers, déduction faite des impôts exigibles	**—**	—	**78**	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables	**2 236**	1 790	**6 568**	5 703

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 30 septembre 2026 ont reculé de 138 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2025, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu, facteur contrebalancé en partie par l'accroissement des fonds provenant de l'exploitation. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 1 150 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 par rapport à la période correspondante de 2025, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 446 millions de dollars et de 865 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de l'augmentation du résultat comparable et des distributions reçues de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT[1]

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	**(1 194)**	(1 255)	**(3 153)**	(3 924)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	**(5)**	(2)	**(14)**	(12)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(213)**	(249)	**(675)**	(758)
	(1 412)	(1 506)	**(3 842)**	(4 694)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**347**	**—**	**347**	5
Montants reportés et autres	**(62)**	(87)	**(61)**	(126)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	**(1 127)**	(1 593)	**(3 556)**	(4 815)

1 Comprennent les activités poursuivies et les activités abandonnées.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué de 466 millions de dollars et de 1 259 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la baisse des dépenses d'investissement et des distributions provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink par suite de son programme de financement de la dette en 2026.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026, les dépenses en immobilisations ont été engagées principalement sous forme de dépenses d'investissement dans notre empreinte de gazoducs aux États-Unis, de dépenses d'investissement dans l'expansion du réseau de NGTL et de dépenses d'investissement de maintien. La baisse des dépenses en immobilisations pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 par rapport à la période correspondante de 2025 reflète l'achèvement du gazoduc Southeast Gateway et des projets d'ANR en 2025.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Billets à payer émis (remboursés), montant net	**1 933**	(59)	**1 526**	2 037
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	**(4)**	831	**2 323**	3 252
Remboursement de titres d'emprunt à long terme	**(2 454)**	(805)	**(4 073)**	(4 029)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	**—**	989	**1 850**	2 043
Dividendes et distributions versés	**(1 058)**	(1 025)	**(3 513)**	(3 122)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	**—**	37	**74**	87
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage	**84**	101	**84**	101
Règlements afférents à l'entente d'affacturage	**—**	—	**(351)**	—
Emprunt auprès d'une société liée	**42**	—	**107**	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	**(1 457)**	69	**(1 973)**	369

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	**Date d'émission**	**Type**	**Date d'échéance**	**Montant**	**Taux d'intérêt**
TransCanada PipeLines Limited					
	Juin 2026	Billets à moyen terme	Juin 2036	700	4,61 %
	Juin 2026	Billets à moyen terme	Juin 2056	600	5,36 %
Columbia Pipelines Operating Company LLC					
	Mai 2026	Billets de premier rang non garantis	Mai 2036	750 US	5,51 %

Émission de titres d'emprunt postérieure à la clôture

Le 29 octobre 2026, TC Louisiana Intrastate Pipeline LLC a obtenu un emprunt à terme de premier rang non garanti de 200 millions de dollars US, échéant en octobre 2029 et portant intérêt à un taux variable.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	**Date de remboursement**	**Type**	**Montant**	**Taux d'intérêt**
TransCanada PipeLines Limited				
	Avril 2026	Billets à moyen terme	400	4,35 %
	Février 2026	Billets à moyen terme	241	8,29 %
NGTL Limited Partnership				
	Août 2026	Billets à moyen terme	33 US	7,50 %
	Juin 2026	Billets à moyen terme	45	8,46 %
	Mai 2026	Billets à moyen terme	45	8,88 %
Columbia Pipelines Holding Company LLC				
	Juillet 2026	Billets de premier rang non garantis	300 US	6,06 %
ANR Pipeline Company				
	Juin 2026	Billets de premier rang non garantis	240 US	4,14 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	604 US	Variable

En mai 2026, TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V. a résilié sa facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US, portant intérêt à taux variable, dont l'encours était de néant.

Remboursement de titres d'emprunt postérieur à la date de clôture

Le 29 octobre 2026, TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V. a remboursé intégralement son emprunt à terme de premier rang non garanti portant intérêt à un taux variable, dont l'encours était de 89 millions de dollars US.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

Le tableau ci-dessous présente les principaux billets subordonnés de rang inférieur émis au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	**Date d'émission**	**Type**	**Date d'échéance**	**Montant**	**Taux d'intérêt**
TransCanada PipeLines Limited					
	Avril 2026	Billets subordonnés de rang inférieur	Octobre 2056	500 US	6,13 % [1]
	Avril 2026	Billets subordonnés de rang inférieur	Octobre 2056	500 US	6,38 % [2]
	Février 2026	Billets subordonnés de rang inférieur	Août 2056	500	5,13 % [3]

1 Taux d'intérêt annuel fixe jusqu'au 17 octobre 2031, ajusté tous les cinq ans par la suite, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement.

2 Taux d'intérêt annuel fixe jusqu'au 17 octobre 2036, ajusté tous les cinq ans par la suite, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement.

3 Taux d'intérêt annuel fixe jusqu'au 20 août 2031, ajusté tous les cinq ans par la suite, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En août 2026, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,2 milliard de dollars US, venant à échéance en 2076 et portant intérêt au taux de 6,13 %. La fiducie a utilisé le produit connexe pour financer le remboursement du montant en capital global de 1,2 milliard de dollars US des billets de fiducie, série 2016-A en circulation en août 2026, conformément à leurs modalités.

DIVIDENDES

Notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel sur nos actions ordinaires en circulation de 0,8775 $ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2026.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 29 octobre 2026, nous avions environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 1,3 million d'options en cours pouvant être exercées pour acheter des actions ordinaires.

Le 30 janvier 2026, les 1 929 407 actions privilégiées de série 6 restantes ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en 1 929 407 actions privilégiées de série 5, et les actions privilégiées de série 6 ont été radiées de la cote de la TSX à la clôture des marchés le 30 janvier 2026.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 29 octobre 2026, nous disposions des facilités de crédit renouvelables confirmées de TCPL totalisant 7,9 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvement à court terme de 6,0 milliards de dollars restait inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,9 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Nous avions aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 1,3 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

De plus, nous disposons de 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 1,1 milliard de dollars demeurait inutilisée au 29 octobre 2026, déduction faite d'une somme de 1,0 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Au 30 septembre 2026, les engagements au titre des dépenses en immobilisations totalisaient environ 1,9 milliard de dollars (environ 0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2025), en raison des engagements contractuels contractés aux fins de la construction de gazoducs au Canada et aux États-Unis et se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés au réseau de NGTL, à ANR et à d'autres projets de gazoducs. Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2026 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2025 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Activités abandonnées

Le 1er 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. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2025 pour un complément d'information.

Nous n'avons comptabilisé aucun bénéfice ni aucune perte découlant des activités abandonnées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 (pertes de 204 millions de dollars et de 233 millions de dollars, respectivement, en 2025).

Nous n'avons comptabilisé aucun BAIIA comparable découlant des activités abandonnées ni résultat comparable découlant des activités abandonnées au cours des trimestre et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2026 et 2025.

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 2025 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 2025, 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 influer 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 influer 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. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Nous avons recours à des titres d'emprunt 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 2025 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 si une perte de valeur doit être constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 30 septembre 2026, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit, à l'exception de la CFE, qui représentait environ 32 % de l' exposition brute. À ce moment, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé des charges avant impôts de 11 millions de dollars et de 17 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 (recouvrement avant impôts de 14 millions de dollars et charge avant impôts de 87 millions de dollars en 2025). Se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

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

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	**30 septembre 2026**	**31 décembre 2025**
Autres actifs à court terme	**455**	438
Autres actifs à long terme	**137**	161
Créditeurs et autres	**(485)**	(380)
Autres passifs à long terme	**(497)**	(149)
	(390)	70

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.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction[1]				
Gains (pertes) latents au cours de la période				
Produits de base[2]	**76**	(63)	**(67)**	(36)
Change	**(15)**	(68)	**(124)**	169
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	**(8)**	20	**(284)**	(18)
Change	**(30)**	39	**36**	111
Taux d'intérêt	**1**	1	**3**	6
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	**8**	3	**29**	17
Change	**3**	2	**8**	6
Taux d'intérêt	**(3)**	(8)	**(8)**	(24)

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

2 Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, aucun montant n'a été reclassé dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2025).

Pour un complément 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 14 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2026, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement au troisième trimestre de 2026 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 2025 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.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2025, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2025 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2026			2025				2024
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième
Produits	**4 030**	**3 957**	**3 861**	**4 168**	**3 704**	**3 744**	**3 623**	**3 577**
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**1 026**	**987**	**899**	**980**	**609**	**833**	**978**	**971**
découlant des activités poursuivies	1 026	987	899	959	813	862	978	1 069
découlant des activités abandonnées[1]	—	—	—	21	(204)	(29)	—	(98)
Résultat comparable[2]	**983**	**984**	**1 031**	**1 018**	**805**	**848**	**983**	**1 094**
découlant des activités poursuivies	983	984	1 031	1 018	805	848	983	1 094
découlant des activités abandonnées[1]	—	—	—	—	—	—	—	—
Données par action :								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	**0,98 $**	**0,95 $**	**0,86 $**	**0,94 $**	**0,58 $**	**0,80 $**	**0,94 $**	**0,94 $**
découlant des activités poursuivies	0,98 $	0,95 $	0,86 $	0,92 $	0,78 $	0,83 $	0,94 $	1,03 $
découlant des activités abandonnées[1]	—	—	—	0,02 $	(0,20) $	(0,03) $	—	(0,09) $
Résultat comparable par action ordinaire[2]	**0,94 $**	**0,94 $**	**0,99 $**	**0,98 $**	**0,77 $**	**0,82 $**	**0,95 $**	**1,05 $**
découlant des activités poursuivies	0,94 $	0,94 $	0,99 $	0,98 $	0,77 $	0,82 $	0,95 $	1,05 $
découlant des activités abandonnées[1]	—	—	—	—	—	—	—	—
Dividendes déclarés par action ordinaire[3]	**0,8775 $**	**0,8775 $**	**0,8775 $**	**0,85 $**	**0,85 $**	**0,85 $**	**0,85 $**	**0,8225 $**

1 Les données relatives aux activités abandonnées correspondent aux résultats du secteur Pipelines de liquides pour neuf mois en 2024 et aux produits et pertes connexes découlant de la scission par la suite.

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

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 troisième trimestre de 2026 sont également exclus :

- des gains avant impôts de 75 millions de dollars inscrits en lien avec la DIF conclue à l'égard de la phase 2 du projet d'expansion de CGL;
- un recouvrement avant impôts de 36 millions de dollars correspondant à notre quote-part de la reprise sur la provision au titre des coûts d'exploitation de Bruce Power se rapportant à des périodes antérieures;
- une charge de dépréciation d'actifs avant impôts de 70 millions de dollars se rapportant à la valeur comptable de certaines pièces d'équipement à notre centrale de cogénération de Bécancour;
- des pertes de change latentes nettes avant impôts de 16 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 10 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du deuxième trimestre de 2026 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 81 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 12 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge avant impôts de 70 millions de dollars au titre d'un règlement contractuel avec un tiers dans notre secteur Énergie et solutions énergétiques.

Du résultat comparable découlant des activités poursuivies du premier trimestre de 2026 sont également exclus :

- des gains de change latents nets avant impôts de 58 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 33 millions de dollars au titre d'un règlement avec un tiers découlant de la résolution de certaines questions d'ordre juridique touchant notre secteur Gazoducs – États-Unis;
- une charge avant impôts de 17 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- un gain net avant impôts à l'extinction de titres d'emprunt de 228 millions de dollars lié à l'achat et à l'annulation de certains billets de premier rang non garantis et billets à moyen terme ainsi qu'au remboursement des billets remboursables sur demande en circulation en octobre 2024;
- des gains de change latents nets avant impôts de 143 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH, déduction faite de la participation sans contrôle;
- un recouvrement avant impôts de 3 millions de dollars se rapportant à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location, déduction faite de la participation sans contrôle, et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge d'impôts reportés de 96 millions de dollars découlant de la réévaluation des soldes d'impôts reportés restants à la suite de la scission;
- une charge de dépréciation avant impôts de 36 millions de dollars au titre d'un projet du secteur Énergie et solutions énergétiques à la suite de notre décision d'en interrompre le développement du fait que nous réorientons notre stratégie pour ce secteur;
- une charge avant impôts de 9 millions de dollars au titre des coûts liés au projet Focus.

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**
Produits				
Gazoducs – Canada	**1 528**	1 478	**4 490**	4 304
Gazoducs – États-Unis	**1 840**	1 637	**5 392**	5 199
Gazoducs – Mexique	**427**	426	**1 283**	1 012
Énergie et solutions énergétiques	**235**	161	**682**	544
Siège social	**—**	2	**1**	12
	4 030	3 704	**11 848**	11 071
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**489**	345	**1 248**	980
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	**1 166**	1 151	**3 381**	3 343
Achats de produits de base revendus	**52**	54	**189**	153
Impôts fonciers	**220**	215	**641**	657
Amortissement	**749**	701	**2 209**	2 050
Charge de dépréciation d'actifs	**70**	—	**70**	—
	2 257	2 121	**6 490**	6 203
Charges financières				
Intérêts débiteurs	**883**	847	**2 580**	2 534
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**(64)**	(55)	**(163)**	(417)
(Gains) pertes de change, montant net	**4**	(30)	**(41)**	(142)
Intérêts créditeurs et autres	**(91)**	(47)	**(158)**	(147)
	732	715	**2 218**	1 828
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice	**1 530**	1 213	**4 388**	4 020
Charge (recouvrement) d'impôts découlant des activités poursuivies				
Exigibles	**137**	118	**289**	224
Reportés	**175**	127	**584**	651
	312	245	**873**	875
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	**1 218**	968	**3 515**	3 145
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	**—**	(204)	**—**	(233)
Bénéfice net (perte nette)	**1 218**	764	**3 515**	2 912
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	**164**	127	**518**	408
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	**1 054**	637	**2 997**	2 504
Dividendes sur les actions privilégiées	**28**	28	**85**	84
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**1 026**	609	**2 912**	2 420
Montants attribuables aux actionnaires ordinaires				
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	**1 218**	968	**3 515**	3 145
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	**164**	127	**518**	408
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle découlant des activités poursuivies	**1 054**	841	**2 997**	2 737
Dividendes sur les actions privilégiées	**28**	28	**85**	84
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies	**1 026**	813	**2 912**	2 653
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	**—**	(204)	**—**	(233)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**1 026**	609	**2 912**	2 420
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire - de base et dilué				
Activités poursuivies	**0,98 $**	0,78 $	**2,79 $**	2,55 $
Activités abandonnées	**—**	(0,20) $	**—**	(0,22) $
	0,98 $	0,58 $	**2,79 $**	2,33 $
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	**1 042**	1 040	**1 042**	1 040
Dilué	**1 042**	1 040	**1 042**	1 040

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**
Bénéfice net (perte nette)	**1 218**	764	**3 515**	2 912
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	**35**	431	**745**	(659)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	**—**	—	**—**	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	**3**	24	**33**	(16)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	**(4)**	(21)	**(37)**	17
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	**—**	—	**—**	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(54)**	(10)	**(68)**	(26)
	(20)	424	**673**	(682)
Résultat étendu	**1 198**	1 188	**4 188**	2 230
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	**171**	362	**885**	56
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	**1 027**	826	**3 303**	2 174
Dividendes sur les actions privilégiées	**28**	28	**85**	84
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	**999**	798	**3 218**	2 090

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	**1 218**	764	**3 515**	2 912
Amortissement	**749**	701	**2 209**	2 050
Charge de dépréciation d'actifs	**70**	—	**70**	—
Impôts reportés	**175**	135	**584**	659
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(489)**	(345)	**(1 248)**	(980)
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**722**	339	**1 595**	1 091
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	**(1)**	1	**(8)**	3
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**(55)**	(46)	**(141)**	(291)
(Gains) pertes latents sur les instruments financiers	**(61)**	131	**191**	(133)
Provision pour pertes sur créances attendues	**10**	(14)	**16**	88
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	**—**	(76)	**(125)**	94
Autres	**(102)**	200	**(168)**	210
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	**(454)**	130	**112**	(251)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 782**	1 920	**6 602**	5 452
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	**(1 194)**	(1 255)	**(3 153)**	(3 924)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	**(5)**	(2)	**(14)**	(12)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(213)**	(249)	**(675)**	(758)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**347**	—	**347**	5
Montants reportés et autres	**(62)**	(87)	**(61)**	(126)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	**(1 127)**	(1 593)	**(3 556)**	(4 815)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	**1 933**	(59)	**1 526**	2 037
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	**(4)**	831	**2 323**	3 252
Remboursements sur la dette à long terme	**(2 454)**	(805)	**(4 073)**	(4 029)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	**—**	989	**1 850**	2 043
Dividendes sur les actions ordinaires	**(915)**	(885)	**(2 713)**	(2 623)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(29)**	(29)	**(84)**	(85)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	**—**	37	**74**	87
Distributions aux participations sans contrôle et autres	**(114)**	(111)	**(716)**	(414)
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage	**84**	101	**84**	101
Règlements afférents à l'entente d'affacturage	**—**	—	**(351)**	—
Emprunt auprès d'une société liée	**42**	—	**107**	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	**(1 457)**	69	**(1 973)**	369
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**(1)**	(16)	**30**	(5)
Soldes de trésorerie classés comme des actifs destinés à la vente	**(22)**	—	**(22)**	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(825)**	380	**1 081**	1 001
Trésorerie et équivalents de trésorerie – début de la période	**2 074**	1 422	**168**	801
Trésorerie et équivalents de trésorerie – fin de la période	**1 249**	1 802	**1 249**	1 802

Comprend les activités poursuivies et abandonnées. Il y lieu de se reporter à la note 3 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)		30 septembre 2026	31 décembre 2025
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		**1 249**	168
Débiteurs		**2 074**	2 794
Stocks		**1 012**	782
Actifs destinés à la vente		**498**	—
Autres actifs à court terme		**2 511**	2 375
Actif à court terme des activités abandonnées		**—**	197
		7 344	6 316
Immobilisations corporelles,	déduction faite de l'amortissement cumulé de 38 657 $ et de 36 951 $, respectivement	**73 557**	71 054
Investissement net dans des contrats de location		**8 391**	8 110
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		**11 314**	11 358
Placements restreints		**3 914**	3 502
Actifs réglementaires		**3 047**	2 913
Écart d'acquisition		**13 487**	13 016
Autres actifs à long terme		**2 619**	2 482
		123 673	118 751
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer		**2 780**	1 200
Créditeurs et autres		**4 879**	5 274
Dividendes à payer		**933**	901
Intérêts courus		**904**	858
Tranche à court terme de la dette à long terme		**3 197**	1 545
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente		**87**	—
Passif à court terme des activités abandonnées		**41**	181
		12 821	9 959
Passifs réglementaires		**6 127**	5 841
Autres passifs à long terme		**1 625**	1 034
Passifs d'impôts reportés		**8 426**	7 677
Dette à long terme		**44 418**	45 247
Billets subordonnés de rang inférieur		**12 639**	12 094
		86 056	81 852
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale		**30 300**	30 218
Émises et en circulation :	30 septembre 2026 – 1 042 millions d'actions 31 décembre 2025 – 1 041 millions d'actions		
Actions privilégiées		**2 255**	2 255
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)		**(5 764)**	(5 925)
Cumul des autres éléments du résultat étendu		**1 053**	747
Participations assurant le contrôle		**27 844**	27 295
Participations sans contrôle		**9 773**	9 604
		37 617	36 899
		123 673	118 751

Engagements, éventualités et garanties (note 15)

Entités à détenteurs de droits variables (note 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre 2026	trimestres clos les 30 septembre 2025	périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2026	périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2025
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	**30 300**	30 158	**30 218**	30 101
Actions émises :				
Exercice d'options sur actions	**—**	41	**82**	98
Solde à la fin de la période	**30 300**	30 199	**30 300**	30 199
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de la période	**2 255**	2 499	**2 255**	2 499
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	**—**	—	**—**	—
Exercice et extinction d'options sur actions	**—**	(3)	**(8)**	(7)
Sortie de participations, déduction faite des coûts de transaction	**—**	(5)	**—**	(5)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	**—**	8	**8**	12
Solde à la fin de la période	**—**	—	**—**	—
Déficit cumulé				
Solde au début de la période	**(5 876)**	(5 741)	**(5 925)**	(5 241)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	**1 054**	637	**2 997**	2 504
Dividendes sur les actions ordinaires	**(913)**	(885)	**(2 742)**	(2 653)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(29)**	(29)	**(86)**	(82)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides	**—**	—	**—**	(542)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	**—**	(8)	**(8)**	(12)
Solde à la fin de la période	**(5 764)**	(6 026)	**(5 764)**	(6 026)
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	**1 080**	604	**747**	233
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	**(27)**	189	**306**	(330)
Incidence des participations sans contrôle	**—**	—	**—**	348
Scission des activités liées aux pipelines de liquides	**—**	—	**—**	542
Solde à la fin de la période	**1 053**	793	**1 053**	793
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	**27 844**	27 465	**27 844**	27 465
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	**9 716**	9 860	**9 604**	10 768
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	**164**	127	**518**	408
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	**7**	235	**367**	(352)
Sortie de participations	**—**	—	**—**	(348)
Distributions déclarées aux participations sans contrôle	**(114)**	(111)	**(716)**	(365)
Solde à la fin de la période	**9 773**	10 111	**9 773**	10 111
Total des capitaux propres	**37 617**	37 576	**37 617**	37 576

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés

(non audité)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2025 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2025 compris dans le rapport annuel de 2025 de TC Énergie.

Le 1er octobre 2024, TC Énergie a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation (« South Bow »). Les résultats des activités liées aux pipelines de liquides sont présentés en tant qu'activités abandonnées et ils ont été exclus des activités poursuivies et des informations sectorielles pour toutes les périodes présentées.

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

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

Outre les facteurs susmentionnés, les produits et le bénéfice sectoriel sont tributaires des fluctuations des taux de change, particulièrement à l'égard des activités libellées en dollars US et de l'exposition au peso mexicain de la société.

Ajustements hors période

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

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

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

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés condensés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2025, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables futures

Ventilation des charges inscrites à l'état des résultats

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

Logiciels à usage interne

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

Améliorations de la comptabilité de couverture

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

Subventions publiques

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

Crédits environnementaux et obligations en matière de crédits environnementaux

En mai 2026, le FASB a publié des directives concernant la comptabilisation, l'évaluation, la présentation et les informations à fournir pour toutes les entités qui génèrent, achètent ou reçoivent des crédits environnementaux ou qui ont une obligation de conformité réglementaire pouvant être réglée par des crédits environnementaux. Les nouvelles directives entreront en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts à compter du 1er janvier 2028. L'adoption anticipée est permise. Les directives peuvent être appliquées selon une base rétrospective à l'ouverture de l'exercice d'adoption. La société évalue actuellement l'incidence de cette norme sur ses états financiers consolidés.

3. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

La société n'a comptabilisé aucun bénéfice ni aucune perte découlant des activités abandonnées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 (perte de 204 millions de dollars et de 233 millions de dollars, respectivement en 2025).

Les sorties nettes et les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation au titre des activités abandonnées pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 se sont chiffrées respectivement à 122 millions de dollars et à 44 millions de dollars (respectivement des rentrées nettes de 12 millions de dollars et des sorties nettes de 41 millions de dollars en 2025 liées aux activités d'exploitation au titre des activités abandonnées). Les rentrées nettes liées aux activités d'investissement au titre des activités abandonnées ont été de néant pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 (néant et 24 millions de dollars, respectivement en 2025).

Au 30 septembre 2026, la société affichait un actif à court terme au titre des activités abandonnées de néant (197 millions de dollars au 31 décembre 2025) et un passif à court terme au titre des activités abandonnées de 41 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2025).

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social[1]	Total
Produits	**1 528**	**1 840**	**427**	**235**	**—**	**4 030**
Produits intersectoriels[2]	**—**	**25**	**—**	**1**	**(26)**	**—**
	1 528	**1 865**	**427**	**236**	**(26)**	**4 030**
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**25**	**61**	**68**	**335**	**—**	**489**
Coûts d'exploitation[2]	**(600)**	**(643)**	**(60)**	**(160)**	**25**	**(1 438)**
Amortissement	**(422)**	**(270)**	**(24)**	**(33)**	**—**	**(749)**
Charge de dépréciation d'actifs	**—**	**—**	**—**	**(70)**	**—**	**(70)**
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**531**	**1 013**	**411**	**308**	**(1)**	**2 262**
Intérêts débiteurs						**(883)**
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						**64**
Gains (pertes) de change, montant net						**(4)**
Intérêts créditeurs et autres						**91**
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						**1 530**
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						**(312)**
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						**1 218**
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						**—**
Bénéfice net (perte nette)						**1 218**
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						**(164)**
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						**1 054**
Dividendes sur les actions privilégiées						**(28)**
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						**1 026**
Dépenses d'investissement						
Dépenses en immobilisations	**326**	**819**	**21**	**14**	**14**	**1 194**
Projets d'investissement en cours d'aménagement	**—**	**—**	**—**	**5**	**—**	**5**
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**1**	**—**	**—**	**212**	**—**	**213**
	327	**819**	**21**	**231**	**14**	**1 412**

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

trimestre clos le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social[1]	Total
Produits	1 478	1 637	426	161	2	3 704
Produits intersectoriels[2]	—	23	—	—	(23)	—
	1 478	1 660	426	161	(21)	3 704
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	29	66	29	221	—	345
Coûts d'exploitation[2]	(594)	(656)	(25)	(163)	18	(1 420)
Amortissement	(380)	(269)	(23)	(29)	—	(701)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	533	801	407	190	(3)	1 928
Intérêts débiteurs						(847)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						55
Gains (pertes) de change, montant net						30
Intérêts créditeurs et autres						47
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						1 213
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(245)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						968
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						(204)
Bénéfice net (perte nette)						764
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(127)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						637
Dividendes sur les actions privilégiées						(28)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						609
Dépenses d'investissement						
Dépenses en immobilisations	304	854	81	10	6	1 255
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	2	—	2
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	36	—	213	—	249
	304	890	81	225	6	1 506

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

période de neuf mois close le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social[1]	Total
Produits	**4 490**	**5 392**	**1 283**	**682**	**1**	**11 848**
Produits intersectoriels[2]	**—**	**77**	**—**	**60**	**(137)**	**—**
	4 490	**5 469**	**1 283**	**742**	**(136)**	**11 848**
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**76**	**246**	**142**	**784**	**—**	**1 248**
Coûts d'exploitation[2]	**(1 733)**	**(1 845)**	**(155)**	**(609)**	**131**	**(4 211)**
Amortissement	**(1 248)**	**(790)**	**(73)**	**(98)**	**—**	**(2 209)**
Charge de dépréciation d'actifs	**—**	**—**	**—**	**(70)**	**—**	**(70)**
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**1 585**	**3 080**	**1 197**	**749**	**(5)**	**6 606**
Intérêts débiteurs						**(2 580)**
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						**163**
Gains (pertes) de change, montant net						**41**
Intérêts créditeurs et autres						**158**
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						**4 388**
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						**(873)**
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						**3 515**
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						**—**
Bénéfice net (perte nette)						**3 515**
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						**(518)**
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						**2 997**
Dividendes sur les actions privilégiées						**(85)**
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						**2 912**
Dépenses d'investissement						
Dépenses en immobilisations	**930**	**2 074**	**72**	**52**	**25**	**3 153**
Projets d'investissement en cours d'aménagement	**—**	**—**	**—**	**14**	**—**	**14**
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**3**	**5**	**—**	**667**	**—**	**675**
	933	**2 079**	**72**	**733**	**25**	**3 842**

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Siège social[1]	Total
Produits	4 304	5 199	1 012	544	12	11 071
Produits intersectoriels[2]	—	74	—	50	(124)	—
	4 304	5 273	1 012	594	(112)	11 071
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	97	217	60	606	—	980
Coûts d'exploitation[2]	(1 675)	(1 906)	(191)	(478)	97	(4 153)
Amortissement	(1 126)	(767)	(72)	(85)	—	(2 050)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 600	2 817	809	637	(15)	5 848
Intérêts débiteurs						(2 534)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						417
Gains (pertes) de change, montant net						142
Intérêts créditeurs et autres						147
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies avant les impôts sur le bénéfice						4 020
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(875)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						3 145
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts						(233)
Bénéfice net (perte nette)						2 912
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(408)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						2 504
Dividendes sur les actions privilégiées						(84)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						2 420
Dépenses d'investissement						
Dépenses en immobilisations	1 052	2 308	501	46	17	3 924
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	12	—	12
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	141	—	617	—	758
	1 052	2 449	501	675	17	4 694

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

Total de l’actif par secteurs

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2026	31 décembre 2025
Gazoducs – Canada	**31 298**	31 371
Gazoducs – États-Unis	**60 018**	56 617
Gazoducs – Mexique	**16 801**	16 342
Énergie et solutions énergétiques	**10 956**	10 764
Siège social	**4 600**	3 460
	123 673	118 554
Activités abandonnées	**—**	197
	123 673	118 751

5. PRODUITS

Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2026 et 2025 :

trimestre clos le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Gazoducs – Canada**	**Gazoducs – États-Unis**	**Gazoducs – Mexique**	**Énergie et solutions énergétiques**	**Total**
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	**1 528**	**1 487**	**108**	**—**	**3 123**
Électricité	**—**	**—**	**—**	**57**	**57**
Stockage de gaz naturel et autres[1]	**—**	**271**	**79**	**100**	**450**
	1 528	**1 758**	**187**	**157**	**3 630**
Produits tirés de contrats de location-vente	**—**	**—**	**240**	**—**	**240**
Autres produits[2]	**—**	**82**	**—**	**78**	**160**
	1 528	**1 840**	**427**	**235**	**4 030**

1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 73 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

2 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-exploitation de 26 millions de dollars de la société. Se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

trimestre clos le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Gazoducs – Canada**	**Gazoducs – États-Unis**	**Gazoducs – Mexique**	**Énergie et solutions énergétiques**	**Total**
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	1 478	1 337	110	—	2 925
Électricité	—	—	—	50	50
Stockage de gaz naturel et autres[1]	—	261	39	104	404
	1 478	1 598	149	154	3 379
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	277	—	277
Autres produits[2]	—	39	—	7	46
	1 478	1 637	426	161	3 702
Produits du siège social[3]					2
					3 704

1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 34 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

2 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-exploitation de 29 millions de dollars de la société. Se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

3 Produits générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow.

période de neuf mois close le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Gazoducs – Canada**	**Gazoducs – États-Unis**	**Gazoducs – Mexique**	**Énergie et solutions énergétiques**	**Total**
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	**4 490**	**4 520**	**321**	**—**	**9 331**
Électricité	**—**	**—**	**—**	**159**	**159**
Stockage de gaz naturel et autres[1]	**—**	**872**	**232**	**349**	**1 453**
	4 490	**5 392**	**553**	**508**	**10 943**
Produits tirés de contrats de location-vente	**—**	**—**	**730**	**—**	**730**
Autres produits[2]	**—**	**—**	**—**	**174**	**174**
	4 490	**5 392**	**1 283**	**682**	**11 847**
Produits du siège social[3]					**1**
					11 848

1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 208 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

2 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-exploitation de 85 millions de dollars de la société. Se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

3 Produits générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow.

période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Gazoducs – Canada**	**Gazoducs – États-Unis**	**Gazoducs – Mexique**	**Énergie et solutions énergétiques**	**Total**
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	4 304	4 129	333	—	8 766
Électricité	—	—	—	170	170
Stockage de gaz naturel et autres[1]	—	854	143	304	1 301
	4 304	4 983	476	474	10 237
Produits tirés de contrats de location-vente	—	—	536	—	536
Autres produits[2]	—	216	—	70	286
	4 304	5 199	1 012	544	11 059
Produits du siège social[3]					12
					11 071

1 Le secteur Gazoducs – Mexique comprend des produits de 125 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service.

2 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-exploitation de 88 millions de dollars de la société. Se reporter à la note 14 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

3 Produits générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2026	31 décembre 2025	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	**1 376**	1 822	Débiteurs
Actifs sur contrats	**336**	216	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	**644**	627	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats[1]	**37**	46	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	**31**	—	Autres passifs à long terme

1 Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026, des produits de 29 millions de dollars (21 millions de dollars en 2025) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats au début de la période.

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

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

Au 30 septembre 2026, les produits futurs au titre des ententes de capacité et des contrats de transport à long terme relatifs aux pipelines ainsi que des contrats de stockage de gaz naturel et autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se chiffraient à environ 39,0 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 4,8 milliards de dollars devant être comptabilisée avant la fin de 2026.

Entente d'affacturage

En août 2026, TC Énergie a conclu une entente d'affacturage avec la CFE et une importante banque du Mexique. Aux termes de cette entente, TC Énergie soumet pour affacturage une partie de ses factures mensuelles au titre des services fournis sur le réseau de TGNH entre août et novembre 2026. La banque se charge de l'affacturage des factures sans recours pour TC Énergie, et cette dernière continuera de recevoir les montants facturés pendant la période visée par des paiements contractuels.

L'entente d'affacturage a entraîné une modification des modalités de location aux fins de la comptabilité prévues dans le contrat de transport existant conclu entre TGNH et la CFE. Par conséquent, la société a réévalué la contrepartie restante prévue au contrat et réaffecté celle-ci aux composantes locatives et non locatives en fonction de leurs prix de vente spécifiques estimatifs à la date de la modification. La société a utilisé une méthode du coût attendu plus marge pour estimer les prix de vente spécifiques des composantes non locatives et une méthode résiduelle pour estimer les prix de vente spécifiques des composantes locatives. Les jugements importants ont compris l'estimation des coûts et des marges applicables, l'établissement que la juste valeur des actifs sous-jacents se rapprochait de leur valeur comptable aux fins de la réévaluation du classement des contrats de location et l'estimation des valeurs résiduelles non garanties. La variation de l'affectation a été prise en compte de façon prospective.

TC Énergie a inscrit les montants affacturés au poste « Créditeurs et autres » au bilan consolidé condensé. La trésorerie reçue par suite de l'entente d'affacturage est incluse dans les activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Au cours du troisième trimestre de 2026, TC Énergie a soumis des créances d'une valeur nominale totalisant 84 millions de dollars (59 millions de dollars US), dont elle a reçu le paiement.

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

Gazoduc Guadalajara-Manzanillo

Le 21 septembre 2026, la société a annoncé la conclusion d'une entente visant la vente d'Energía Occidente de México, l'entité détenant le gazoduc Guadalajara-Manzanillo (Guadalajara), dans le secteur Gazoducs – Mexique, à des sociétés liées à ESENTIA Energy Development, S.A.B. de C.V. en contrepartie d'un montant brut de 560 millions de dollars (400 millions de dollars US), exclusion faite de certains ajustement à la clôture. La vente devrait être menée à terme au premier semestre de 2027, sous réserve des conditions de clôture, des approbations réglementaires et des consentements habituels.

Au 30 septembre 2026, les actifs et passifs connexes classés comme étant destinés à la vente étaient les suivants :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	**30 septembre 2026**
Actifs destinés à la vente	
Actifs à court terme	**40**
Immobilisations corporelles, montant net	**456**
Autres actifs à long terme	**2**
	498
Passifs liés à des actifs destinés à la vente	
Passifs à court terme	**13**
Autres passifs à long terme	**74**
	87

7. CHARGE DE DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

Bécancour

Le 16 septembre 2026, le contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans conclu entre la société et Hydro-Québec a pris fin. Selon son évaluation de l'utilisation future attendue de l'installation, la société a déterminé que certaines pièces d'équipement ne devraient plus être utilisées et seront donc abandonnées sur place. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 70 millions de dollars avant impôts afférente à la valeur comptable de ces pièces d'équipement dans le secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé condensé des résultats.

8. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2026 et 2025 ont été de 20 % et de 22 %, respectivement. La diminution du taux d'imposition effectif est avant tout attribuable à l'incidence de l'exposition au change au Mexique, contrée en partie par un changement dans la composition des résultats tant sur le plan géographique que sur le plan des activités et par la hausse des impôts sur le bénéfice transférables.

9. DETTE À LONG TERME

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited					
	Juin 2026	Billets à moyen terme	Juin 2036	700	4,61 %
	Juin 2026	Billets à moyen terme	Juin 2056	600	5,36 %
Columbia Pipelines Operating Company LLC					
	Mai 2026	Billets de premier rang non garantie	Mai 2036	750 US	5,51 %

Émission de titres d'emprunt postérieure à la clôture

Le 29 octobre 2026, TC Louisiana Intrastate Pipeline LLC a obtenu un emprunt à terme de premier rang non garanti de 200 millions de dollars US, échéant en octobre 2029 et portant intérêt à un taux variable.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited				
	Avril 2026	Billets à moyen terme	400	4,35 %
	Février 2026	Billets à moyen terme	241	8,29 %
NGTL Limited Partnership				
	Août 2026	Billets à moyen terme	33 US	7,50 %
	Juin 2026	Billets à moyen terme	45	8,46 %
	Mai 2026	Billets à moyen terme	45	8,88 %
Columbia Pipelines Holding Company LLC				
	Juillet 2026	Billets de premier rang non garantis	300 US	6,06 %
ANR Pipeline Company				
	Juin 2026	Billets de premier rang non garantis	240 US	4,14 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Emprunt à terme de premier rang non garanti	604 US	Variable

En mai 2026, TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V. a résilié sa facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US, portant intérêt à taux variable, dont l'encours était de néant. Les frais d'émission connexes de titres d'emprunt non amortis de 2 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Remboursement de titres d'emprunt postérieur à la clôture

Le 29 octobre 2026, TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V. a remboursé intégralement son emprunt à terme de premier rang non garanti portant intérêt à un taux variable, dont l'encours était de 89 millions de dollars US.

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, TC Énergie a capitalisé des intérêts respectivement de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars (respectivement 2 millions de dollars et 7 millions de dollars en 2025) en lien avec des projets d'investissement.

10. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

Les billets subordonnés de rang inférieur émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)					
Société	**Date d'émission**	**Type**	**Date d'échéance**	**Montant**	**Taux d'intérêt**
TransCanada PipeLines Limited					
	Avril 2026	Billets subordonnés de rang inférieur	Octobre 2056	500 US	6,13 %
	Avril 2026	Billets subordonnés de rang inférieur	Octobre 2056	500 US	6,38 %
	Février 2026	Billets subordonnés de rang inférieur	Août 2056	500	5,13 %

En avril 2026, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 500 millions de dollars US échéant en octobre 2056 qui portent intérêt à un taux fixe de 6,13 % jusqu'au 17 octobre 2031, lequel sera ajusté tous les cinq ans par la suite. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter d'octobre 2031 jusqu'en octobre 2056 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 2,25 % par année, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 17 juillet 2031 et le 17 octobre 2031 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En avril 2026, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 500 millions de dollars US échéant en octobre 2056 qui portent intérêt à un taux fixe de 6,38 % jusqu'au 17 octobre 2036, lequel sera ajusté tous les cinq ans par la suite. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter d'octobre 2036 jusqu'en octobre 2056 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 2,12 % par année, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 17 juillet 2036 et le 17 octobre 2036 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En février 2026, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 500 millions de dollars échéant en 2056 qui portent intérêt à un taux fixe de 5,13 % par année jusqu'au 20 août 2031, lequel sera ajusté tous les cinq ans par la suite. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter d'août 2031 jusqu'en août 2056 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 2,24 % par année, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 20 mai 2031 et le 20 août 2031 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Selon les modalités des billets subordonnés de rang inférieur émis en 2026, TCPL a la possibilité de reporter le paiement des intérêts pour une ou plusieurs périodes pouvant aller jusqu'à dix ans sans que cela ne donne lieu à un cas de défaut ni ne permette le remboursement accéléré. Il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes pendant toute période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang et aux autres obligations de TCPL, actuels et futurs.

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

En août 2026, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral, à TransCanada Trust (la « fiducie »), des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,2 milliard de dollars US, venant à échéance en 2076 et portant intérêt au taux de 6,13 %. Les frais d'émission connexes de titres d'emprunt non amortis de 18 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats. La fiducie a utilisé le produit connexe pour financer le remboursement du montant en capital global de 1,2 milliard de dollars US des billets de fiducie, série 2016-A en circulation en août 2026, conformément à leurs modalités.

11. ACTIONS ORDINAIRES ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2026	**2025**	**2026**	**2025**
par action ordinaire	**0,8775**	0,85	**2,6325**	2,55
par action privilégiée de série 1	**0,31**	0,31	**0,93**	0,93
par action privilégiée de série 2	**0,26**	0,28	**0,78**	0,91
par action privilégiée de série 3	**0,26**	0,26	**0,77**	0,47
par action privilégiée de série 4	**0,22**	0,24	**0,66**	0,79
par action privilégiée de série 5	**0,28**	0,12	**0,84**	0,37
par action privilégiée de série 6	**—**	0,27	**—**	0,82
par action privilégiée de série 7	**0,37**	0,37	**1,12**	1,12
par action privilégiée de série 9	**0,32**	0,32	**0,95**	0,95
par action privilégiée de série 10	**0,29**	0,32	**0,86**	0,97
par action privilégiée de série 11	**—**	0,21	**—**	0,42

Le 30 janvier 2026, les 1 929 407 actions privilégiées de série 6 restantes ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en 1 929 407 actions privilégiées de série 5, et les actions privilégiées de série 6 ont été radiées de la cote de la TSX à la clôture des marchés le 30 janvier 2026.

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

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

trimestre clos le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Montant avant impôts**	**(Charge) recouvrement d'impôts**	**Montant après impôts**
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	**31**	**4**	**35**
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	**3**	**—**	**3**
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	**(6)**	**2**	**(4)**
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(72)**	**18**	**(54)**
Autres éléments du résultat étendu	**(44)**	**24**	**(20)**

trimestre clos le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	420	11	431
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	28	(4)	24
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(24)	3	(21)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(13)	3	(10)
Autres éléments du résultat étendu	411	13	424

période de neuf mois close le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	**738**	**7**	**745**
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	**43**	**(10)**	**33**
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	**(49)**	**12**	**(37)**
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(91)**	**23**	**(68)**
Autres éléments du résultat étendu	**641**	**32**	**673**

période de neuf mois close le 30 septembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(657)	(2)	(659)
Variation de la juste valeur des couvertures d'investissements nets	1	—	1
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(24)	8	(16)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	25	(8)	17
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	1	—	1
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(33)	7	(26)
Autres éléments du résultat étendu	(687)	5	(682)

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

trimestre clos le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1er juillet 2026	**372**	**(10)**	**101**	**617**	**1 080**
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements[1]	**28**	**3**	**—**	**(52)**	**(21)**
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu	**—**	**(4)**	**—**	**(2)**	**(6)**
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	**28**	**(1)**	**—**	**(54)**	**(27)**
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2026	**400**	**(11)**	**101**	**563**	**1 053**

1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés aux participations sans contrôle de 7 millions de dollars (gains de 235 millions de dollars en 2025).

période de neuf mois close le 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1er janvier 2026	**22**	**(7)**	**101**	**631**	**747**
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements[1]	**378**	**33**	**—**	**(67)**	**344**
Montants reclassés à partir du cumul des autres éléments du résultat étendu[2]	**—**	**(37)**	**—**	**(1)**	**(38)**
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	**378**	**(4)**	**—**	**(68)**	**306**
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2026	**400**	**(11)**	**101**	**563**	**1 053**

1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassements au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés aux participations sans contrôle de 367 millions de dollars (pertes de 352 millions de dollars en 2025).

2 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie présentés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 11 millions de dollars (8 millions de dollars après impôts) au 30 septembre 2026. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats[1]
	2026	**2025**	**2026**	**2025**	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	**6**	2	**18**	17	Produits – Énergie et solutions énergétiques
Change	**3**	25	**40**	(33)	Intérêts débiteurs et gains (pertes) de change, montant net
Taux d'intérêt	**(3)**	(3)	**(9)**	(9)	Intérêts débiteurs
	6	24	**49**	(25)	Total avant impôts
	(2)	(3)	**(12)**	8	(Charge) recouvrement d'impôts
	4	21	**37**	(17)	Après impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	**—**	—	**—**	(1)	Coûts d'exploitation des centrales et autres[2]
	—	—	**—**	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	—	**—**	(1)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**3**	—	**2**	2	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	—	**(1)**	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	2	—	**1**	2	Après impôts

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

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations (recouvrement). Se reporter à la note 13 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

13. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

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

	trimestres clos les 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Coût des services rendus[1]	**22**	25	**—**	—	**65**	75	**1**	1
Autres composantes du coût net des prestations (recouvrement)[1]								
Coût financier	**41**	41	**3**	4	**124**	122	**10**	11
Rendement prévu des actifs des régimes	**(63)**	(62)	**(4)**	(4)	**(189)**	(187)	**(12)**	(12)
Amortissement des coûts au titre des services passés	**—**	—	**(1)**	—	**—**	—	**(2)**	(1)
Amortissement de l'actif réglementaire	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**(1)**	—
	(22)	(21)	**(2)**	—	**(65)**	(65)	**(5)**	(2)
Coût net des prestations (recouvrement)	**—**	4	**(2)**	—	**—**	10	**(4)**	(1)

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

14. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

Des événements sur le marché causant des perturbations dans l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie surveille de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2025 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent l'exposition de la société au risque de crédit lié aux contreparties.

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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, la société a comptabilisé une charge de 10 millions de dollars et de 16 millions de dollars (recouvrement de 14 millions de dollars et charge de 90 millions de dollars, respectivement en 2025) au titre de la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service.

Au 30 septembre 2026, le solde de la provision pour pertes sur créances attendues se chiffrait à 163 millions de dollars (141 millions de dollars au 31 décembre 2025) à l'égard de l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service.

La provision pour pertes sur créances attendues est principalement tributaire d'une mesure de la probabilité de défaut de la contrepartie, calculée à l'aide de l'information publiée par un tiers.

Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, la société n'avait aucune perte sur créances importante au 30 septembre 2026 et il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

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

Investissement net dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres d'emprunt libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après impôts, selon ce qui est jugé nécessaire. Le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture d'un investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	**30 septembre 2026**	**31 décembre 2025**
Montant nominal	**24 300 (17 100 US)**	25 700 (18 700 US)
Juste valeur	**23 500 (16 500 US)**	25 800 (18 800 US)

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

	30 septembre 2026		**31 décembre 2025**	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	**Valeur comptable**	**Juste valeur**	**Valeur comptable**	**Juste valeur**
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme[1,2]	**(47 615)**	**(46 091)**	(46 792)	(47 720)
Billets subordonnés de rang inférieur	**(12 639)**	**(12 380)**	(12 094)	(12 061)
	(60 254)	**(58 471)**	(58 886)	(59 781)

1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 4,9 milliards de dollars (4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2025) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.

2 Le bénéfice net (la perte nette) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026 comprend des gains latents de 208 millions de dollars et de 285 millions de dollars, respectivement (pertes latentes de 10 millions de dollars et de 140 millions de dollars respectivement en 2025) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2026		31 décembre 2025	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	**Autres placements restreints[1]**	**Placements restreints en raison de l'ICQF**	**Autres placements restreints[1]**
Juste valeur des titres à revenu fixe[2,3]				
Échéant à moins de 1 an	**—**	**22**	—	94
Échéant entre 1 an et 5 ans	**51**	**186**	26	251
Échéant entre 5 et 10 ans	**1 941**	**97**	1 846	4
Échéant à plus de 10 ans	**9**	**45**	—	16
Juste valeur des titres de participation[2,4]	**1 447**	**108**	1 252	94
	3 448	**458**	3 124	459

1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale captive en propriété exclusive de la société et pour payer les prestations de soins de santé de certains employés actifs.

2 Les actifs disponibles à la vente et les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé condensé de la société.

3 Classée au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

4 Classée au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2026		30 septembre 2025	
	Placements restreints en raison de l'ICQF[1]	**Autres placements restreints[2]**	**Placements restreints en raison de l'ICQF[1]**	**Autres placements restreints[2]**
Gains nets latents (pertes nettes latentes)				
du trimestre clos le	**(67)**	**(8)**	119	(14)
de la période de neuf mois close le	**112**	**(1)**	192	(6)
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées)[3]				
du trimestre clos le	**2**	**(1)**	13	21
de la période de neuf mois close le	**28**	**(1)**	1	21

1 Les gains (pertes) réalisés et latents attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires.

2 Les gains (pertes) réalisés et latents sur les autres placements restreints sont inscrits dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé condensé des résultats.

3 Les gains (pertes) réalisés sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Couvertures de flux de trésorerie**	**Couvertures de la juste valeur**	**Détenus à des fins de transaction**	**Juste valeur totale des instruments dérivés**[1]
Autres actifs à court terme				
Produits de base[2]	**15**	**—**	**391**	**406**
Change	**8**	**—**	**39**	**47**
Taux d'intérêt	**—**	**2**	**—**	**2**
	23	**2**	**430**	**455**
Autres actifs à long terme				
Produits de base[2]	**3**	**—**	**130**	**133**
Change	**—**	**—**	**4**	**4**
	3	**—**	**134**	**137**
Total des actifs dérivés	**26**	**2**	**564**	**592**
Créditeurs et autres				
Produits de base[2]	**—**	**—**	**(333)**	**(333)**
Change	**—**	**—**	**(124)**	**(124)**
Taux d'intérêt	**—**	**(28)**	**—**	**(28)**
	—	**(28)**	**(457)**	**(485)**
Autres passifs à long terme				
Produits de base[2]	**—**	**—**	**(171)**	**(171)**
Change	**(33)**	**—**	**(17)**	**(50)**
Taux d'intérêt	**—**	**(276)**	**—**	**(276)**
	(33)	**(276)**	**(188)**	**(497)**
Total des passifs dérivés	**(33)**	**(304)**	**(645)**	**(982)**
Total des dérivés	**(7)**	**(302)**	**(81)**	**(390)**

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

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

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

	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur[1]	
(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2026	31 décembre 2025	30 septembre 2026	31 décembre 2025
Dette à long terme	**(4 683)**	(4 068)	**264**	(22)

1 Au 30 septembre 2026, les ajustements au titre des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes représentaient un passif de 38 millions de dollars (39 millions de dollars au 31 décembre 2025).

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société se présentaient comme suit :

au 30 septembre 2026 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net[1]	**10 030**	**105**	**—**	**—**
Millions de dollars US	**—**	**—**	**7 435**	**3 200**
Millions de dollars canadiens	**—**	**—**	**—**	**400**
Millions de pesos mexicains	**—**	**—**	**18 000**	**—**
Dates d'échéance	**2026-2044**	**2026-2032**	**2026-2030**	**2030-2039**

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi^3, respectivement.

au 31 décembre 2025 (non audité)	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net[1]	10 221	26	—	—
Millions de dollars US	—	—	6 342	2 950
Millions de pesos mexicains	—	—	15 750	—
Dates d'échéance	2026-2044	2026-2032	2026-2030	2030-2034

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi^3, respectivement.

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures d'investissements nets dans des établissements étrangers.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction[1]				
Gains (pertes) latents au cours de la période				
Produits de base[2]	**76**	(63)	**(67)**	(36)
Change	**(15)**	(68)	**(124)**	169
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	**(8)**	20	**(284)**	(18)
Change	**(30)**	39	**36**	111
Taux d'intérêt	**1**	1	**3**	6
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisés au cours de la période				
Produits de base	**8**	3	**29**	17
Change	**3**	2	**8**	6
Taux d'intérêt	**(3)**	(8)	**(8)**	(24)

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

2 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, aucun montant n'a été reclassé dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars respectivement en 2025).

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 12) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant impôts s'établissaient comme suit :

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens, avant impôts)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu				
Produits de base	**5**	3	**23**	4
Change	**(2)**	25	**20**	(28)
	3	28	**43**	(24)

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

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt[1]				
Éléments couverts	**(58)**	(44)	**(167)**	(133)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	**(3)**	(8)	**(8)**	(24)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette)[2]				
Produits de base[3]	**6**	2	**18**	17
Change[4]	**3**	25	**40**	(33)
Taux d'intérêt[1]	**(3)**	(3)	**(9)**	(9)

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

2 Se reporter à la note 12 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie.

3 Présentés au poste « Produits – Énergie et solutions énergétiques » à l'état consolidé condensé des résultats. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, aucun montant n'a été reclassé dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars respectivement en 2025).

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

Compensation des instruments dérivés

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

au 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Montants bruts des instruments dérivés**	**Montants disponibles aux fins de compensation**[1]	**Montants nets**
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	**539**	**(415)**	**124**
Change	**51**	**(51)**	**—**
Taux d'intérêt	**2**	**(2)**	**—**
	592	**(468)**	**124**
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	**(504)**	**415**	**(89)**
Change	**(174)**	**51**	**(123)**
Taux d'intérêt	**(304)**	**2**	**(302)**
	(982)	**468**	**(514)**

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

au 31 décembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	**Montants bruts des instruments dérivés**	**Montants disponibles aux fins de compensation**[1]	**Montants nets**
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	508	(367)	141
Change	66	(48)	18
Taux d'intérêt	25	(5)	20
	599	(420)	179
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(404)	367	(37)
Change	(83)	48	(35)
Taux d'intérêt	(42)	5	(37)
	(529)	420	(109)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2026, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 119 millions de dollars et des lettres de crédit de 58 millions de dollars (respectivement de 93 millions de dollars et de 73 millions de dollars au 31 décembre 2025). Au 30 septembre 2026, la société détenait une garantie en trésorerie de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 88 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 102 millions de dollars au 31 décembre 2025). Seules les garanties en trésorerie transférées et détenues à la date de présentation ont été incluses dans les informations à fournir concernant les garanties. Le montant à payer au titre des dépôts de garantie obligatoires n'ayant pas encore été réclamés de 31 millions de dollars au 30 septembre 2026 (4 millions de dollars au 31 décembre 2025) représente une obligation financière qui est exclue des soldes des garanties en trésorerie fournies.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2026, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 5 millions de dollars (position nette créditrice de 5 millions de dollars au 31 décembre 2025), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2026, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

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

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

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

au 30 septembre 2026 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)[1]	Données importantes non observables (niveau 3)[1]	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	**149**	**361**	**29**	**539**
Change	**—**	**51**	**—**	**51**
Taux d'intérêt	**—**	**2**	**—**	**2**
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	**(104)**	**(351)**	**(49)**	**(504)**
Change	**—**	**(174)**	**—**	**(174)**
Taux d'intérêt	**—**	**(304)**	**—**	**(304)**
	45	**(415)**	**(20)**	**(390)**

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2026.

au 31 décembre 2025 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2)[1]	Données importantes non observables (niveau 3)[1]	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	154	279	75	508
Change	—	66	—	66
Taux d'intérêt	—	25	—	25
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(151)	(252)	(1)	(404)
Change	—	(83)	—	(83)
Taux d'intérêt	—	(42)	—	(42)
	3	(7)	74	70

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

La société a conclu des contrats qui sont entrés en vigueur en 2025 et en 2026 visant la vente de 50 MW d'électricité qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans, qui proviendra de sources renouvelables déterminées dans la province de l'Alberta. La juste valeur de ces contrats est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs et elle est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les volumes visés par les contrats proviendront environ à 70 % de la production éolienne, à 10 % de la production solaire et à 20 % du marché (80 % de la production éolienne, 10 % de la production solaire et 10 % du marché au 31 décembre 2025).

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Solde au début de la période	**(30)**	80	**74**	72
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (la perte nette)[1]	**14**	(52)	**(80)**	(36)
Transferts vers le niveau 2	**(2)**	(3)	**(6)**	(5)
Achats	**—**	—	**(2)**	—
Règlements	**(2)**	(3)	**(6)**	(8)
Change	**—**	1	**—**	—
Solde à la fin de la période	**(20)**	23	**(20)**	23

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2026, les produits comprenaient des gains latents de 15 millions de dollars et des pertes latentes de 77 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 septembre 2026 (pertes latentes de 52 millions de dollars et de 36 millions de dollars respectivement en 2025).

15. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Au 30 septembre 2026, TC Énergie avait des engagements au titre des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,9 milliard de dollars (environ 0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2025) en raison d'engagements contractuels contractés au titre de la construction de gazoducs au Canada et aux États-Unis se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés au réseau de NGTL, à ANR et à d'autres projets de gazoducs.

Éventualités

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude l'issue finale de ces actions en justice et procédures, la direction estime que le règlement de ces actions et procédures dans le cours normal des activités n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

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

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Échéance	30 septembre 2026 Risque éventuel[1]	30 septembre 2026 Valeur comptable	31 décembre 2025 Risque éventuel[1]	31 décembre 2025 Valeur comptable
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	**88**	**—**	88	—
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	**81**	**—**	78	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2041	**62**	**1**	54	1
		231	**1**	220	1

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

16. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	**30 septembre 2026**	**31 décembre 2025**
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**237**	167
Débiteurs	**848**	989
Stocks	**224**	211
Autres actifs à court terme	**199**	65
	1 508	1 432
Immobilisations corporelles	**51 300**	49 445
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**1 037**	979
Placements restreints	**1 294**	1 150
Actifs réglementaires	**153**	109
Écart d'acquisition	**472**	456
Autres actifs à long terme	**131**	93
	55 895	53 664
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	**1 035**	535
Créditeurs et autres	**1 627**	1 703
Intérêts courus	**258**	216
Tranche à court terme de la dette à long terme	**790**	575
	3 710	3 029
Passifs réglementaires	**1 566**	1 458
Autres passifs à long terme	**59**	51
Passifs d'impôts reportés	**9**	7
Dette à long terme	**14 670**	13 904
	20 014	18 449

EDDV non consolidées

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2026	31 décembre 2025
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	**7 931**	7 780
Coastal GasLink	**437**	896
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	**157**	158
Risque hors bilan[1]		
Bruce Power	**1 831**	1 955
Coastal GasLink[2]	**450**	200
Autres participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	**22**	—
Risque maximal de perte	**10 828**	10 989

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

2 Au cours du troisième trimestre de 2026, TC Énergie s'est engagée à financer jusqu'à 250 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs à la phase 2 du projet d'expansion du gazoduc Coastal GasLink.