

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

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR ») et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2025 et 2024 et met en évidence les changements importants survenus entre 2024 et 2023, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »). À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2025 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers consolidés et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitter de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitter de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins quatre fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitter de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés et de l'efficacité des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la société.



François L. Poirier
Président et chef de la direction



Sean O'Donnell
Vice-président directeur et chef des finances

Le 12 février 2026

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration

Corporation TC Énergie :

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de Corporation TC Énergie (la « société ») aux 31 décembre 2025 et 2024, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2025 et 2024, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, et dans notre rapport daté du 12 février 2026, nous avons exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Fondement de l'opinion

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

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

Questions critiques de l'audit

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

Établissement de la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway

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

Nous avons déterminé que l'établissement de la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway constituait une question critique de l'audit. La mesure de jugement de la direction quant à certains facteurs qualitatifs permettant de conclure que la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway se rapproche de la valeur comptable de ses actifs sous-jacents nécessite l'exercice d'un jugement subjectif de la part de l'auditeur. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette évaluation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés à la question critique de l'audit. Cela comprend les contrôles liés à l'établissement par la société que la juste valeur du gazoduc Southeast Gateway se rapproche de la valeur comptable de ses actifs sous-jacents. Nous avons évalué les évaluations quantitatives effectuées par la société à l'égard des facteurs soutenant le jugement de la société voulant que la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable. Nous avons évalué les flux de trésorerie prévisionnels de la société sur la base de l'utilisation prévue des actifs sous-jacents par un intervenant du marché afin de déterminer le taux de rendement implicite, lequel a été comparé aux taux de rendement estimatifs qu'un intervenant du marché exigerait. De plus, nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés :

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

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

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

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

/s/ KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons à titre d'auditeur de la société depuis 1956.

Calgary, Canada

Le 12 février 2026

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration

Corporation TC Énergie :

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de Corporation TC Énergie (la « société ») au 31 décembre 2025, en nous fondant sur les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. À notre avis, la société a maintenu, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), des bilans consolidés de la société aux 31 décembre 2025 et 2024, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2025, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 12 février 2026 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers consolidés.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière ainsi que l'appréciation, incluse dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » figurant dans les états financiers consolidés de la société, de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à notre opinion.

Définitions et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

/s/ KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 12 février 2026

État consolidé des résultats

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

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Bénéfice net (perte nette)	4 094	5 379	3 068
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(978)	1 602	(1 141)
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers	—	(25)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	1	(18)	17
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(22)	35	—
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	31	(16)	74
Gains actuariels (pertes actuarielles) latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	79	83	(11)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	—	(6)	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	173	(211)
Autres éléments du résultat étendu (note 25)	(887)	1 828	(1 272)
Résultat étendu	3 207	7 207	1 796
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	64	1 584	(220)
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	3 143	5 623	2 016
Dividendes sur les actions privilégiées	119	104	93
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	3 024	5 519	1 923

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	4 094	5 379	3 068
Amortissement	2 769	2 788	2 778
Impôts reportés (note 18)	766	493	11
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 5 et 10)	(1 274)	(1 608)	(1 377)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (note 10)	—	—	2 100
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	1 616	1 675	1 254
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 26)	3	11	(17)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(320)	(512)	(367)
(Gains) pertes latents sur les instruments financiers (note 27)	(235)	340	(342)
Provision pour pertes sur créances attendues (note 27)	83	(22)	(83)
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	149	(216)	44
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs (note 29)	—	(620)	—
Charge de dépréciation d'actifs et autres (note 4)	29	21	(4)
Autres	169	(232)	(4)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 28)	(503)	199	207
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 346	7 696	7 268
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 5)	(5 270)	(6 308)	(8 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 5)	(16)	(50)	(142)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 5 et 10)	(1 051)	(4 683)	(4 149)
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	5	3 686	23
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 29)	—	791	33
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 29)	—	—	(307)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	—	250
Montants reportés et autres	(126)	(345)	12
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(6 458)	(6 909)	(12 287)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	876	341	(6 299)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 413	8 089	15 884
Remboursements sur la dette à long terme (notes 19 et 20)	(6 116)	(9 273)	(3 772)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	2 545	1 465	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 507)	(3 953)	(2 787)
Dividendes sur les actions privilégiées	(114)	(99)	(92)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	104	88	4
Actions privilégiées rachetées (note 24)	(250)	—	—
Distributions aux participations sans contrôle et autres	(929)	(755)	(173)
Apports des participations sans contrôle	—	21	—
Trésorerie reçue dans le cadre d'une entente d'affacturage (note 9)	351	—	—
Emprunt auprès d'une société liée (note 11)	111	—	—
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 29)	—	419	5 328
Trésorerie transférée à South Bow, déduction faite du règlement de dettes	—	(244)	—
Gains (pertes) sur règlement d'instruments financiers	—	27	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 516)	(3 874)	8 093
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(5)	210	(16)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(633)	(2 877)	3 058
Trésorerie et équivalents de trésorerie – au début de l'exercice	801	3 678	620
Trésorerie et équivalents de trésorerie – à la fin de l'exercice	168	801	3 678

Comprend les activités poursuivies et abandonnées. Il y lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information sur les flux de trésorerie découlant des activités abandonnées.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

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

Engagements, éventualités et garanties (note 30)

Entités à détenteurs de droits variables (note 31)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration :



François L. Poirier, Administrateur



Una M. Power, Administratrice

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Actions ordinaires (note 23)			
Solde au début de l'exercice	30 101	30 002	28 995
Actions émises :			
Exercice d'options sur actions	117	99	4
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	—	1 003
Solde à la fin de l'exercice	30 218	30 101	30 002
Actions privilégiées (note 24)			
Solde au début de l'exercice	2 499	2 499	2 499
Rachat d'actions	(244)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	2 255	2 499	2 499
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	—	—	722
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(7)	(5)	9
Sortie d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 29)	—	(41)	(3 537)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	7	46	2 806
Solde à la fin de l'exercice	—	—	—
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)			
Solde au début de l'exercice	(5 241)	(2 997)	819
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	3 519	4 698	2 922
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 537)	(3 842)	(3 839)
Dividendes sur les actions privilégiées	(117)	(104)	(93)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides (note 4)	(542)	(2 950)	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport au déficit cumulé	(7)	(46)	(2 806)
Solde à la fin de l'exercice	(5 925)	(5 241)	(2 997)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 25)			
Solde au début de l'exercice	233	49	955
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(376)	946	(379)
Incidence des participations sans contrôle (note 29)	348	(21)	(527)
Scission des activités liées aux pipelines de liquides (note 4)	542	(741)	—
Solde à la fin de l'exercice	747	233	49
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	27 295	27 592	29 553
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	10 768	9 455	126
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 22)	575	681	146
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(511)	903	(366)
Sortie d'une participation et de participations sans contrôle (note 29)	(348)	461	9 451
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas (note 29)	—	—	222
Apports des participations sans contrôle	—	21	—
Distributions déclarées aux participations sans contrôle	(880)	(753)	(124)
Solde à la fin de l'exercice	9 604	10 768	9 455
Total des capitaux propres	36 899	38 360	39 008

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TC ÉNERGIE

Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans quatre secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique et Énergie et solutions énergétiques. Ces secteurs proposent des produits et des services différents, dont certains services de stockage et de commercialisation du gaz naturel et de l'électricité. Par ailleurs, le secteur Siège social de la société regroupe des fonctions administratives et intégrées qui assurent la gouvernance, le financement et d'autres services de soutien aux secteurs d'activités de la société.

Gazoducs – Canada

Le secteur Gazoducs – Canada est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 40 984 km (25 467 milles).

Gazoducs – États-Unis

Le secteur Gazoducs – États-Unis est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 49 587 km (30 811 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 532 Gpi³ et d'autres actifs, actuellement en service.

Gazoducs – Mexique

Le secteur Gazoducs – Mexique est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 3 600 km (2 235 milles).

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur Énergie et solutions énergétiques est principalement constitué des participations de la société dans environ 4 650 MW de centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Ces actifs sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et au Texas. Par ailleurs, TC Énergie détient des conventions d'achat d'électricité (CAE) physiques et virtuelles visant l'achat ou la vente, ou les deux, au Canada et aux États-Unis, d'électricité générée par des centrales éoliennes et d'énergie solaire. Ces CAE peuvent être considérés comme des contrats de location, des instruments dérivés ou encore des accords générateurs de produits, selon les modalités des ententes.

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

Le 1^{er} octobre 2024, TC Énergie a finalisé la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») pour en faire une nouvelle société cotée en bourse nommée South Bow Corporation (« South Bow »). Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de TC Énergie et de ses filiales. La société consolide des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire ainsi que des entités à détenteurs de droits de vote dans lesquelles elle détient une participation financière conférant le contrôle. Les participations dans des entités consolidées détenues par d'autres parties sont présentées en tant que participations sans contrôle. TC Énergie suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

La scission représente un repositionnement stratégique qui a eu un effet important sur les activités de la société et ses résultats financiers consolidés. Les résultats historiques des activités liées aux pipelines de liquides sont, par conséquent, présentés en tant qu'activités abandonnées et ils ont été exclus des activités poursuivies et des informations sectorielles pour toutes les périodes présentées. Quant aux notes afférentes aux états financiers consolidés, elles ne reflètent que les activités poursuivies, sauf indication contraire. Avant la scission, les activités liées aux pipelines de liquides étaient majoritairement présentées en tant que secteur Pipelines de liquides de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » et à la note 5 « Informations sectorielles » pour un complément d'information.

Certains chiffres de l'exercice précédent ont été reclassés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Ajustements hors période

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

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

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

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Certaines estimations et certains jugements ont une incidence significative sur les états financiers consolidés lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où ces estimations et jugements sont établis ou qu'elles sont de nature subjective. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

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

La société doit formuler certaines estimations et poser certains jugements qui ont une incidence significative sur les états financiers consolidés sans toutefois comporter un degré appréciable de subjectivité ou d'incertitude. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- la recouvrabilité et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- la répartition de la contrepartie entre les composantes locatives et non locatives d'un contrat qui contient un contrat de location (note 9);
- les hypothèses servant à évaluer la valeur comptable et les pertes sur créances attendues afférentes à l'investissement net dans des contrats de location et à certains actifs sur contrats (notes 9 et 27);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 12);
- la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 17);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice, y compris les provisions pour moins-value et les reprises ainsi que les positions fiscales pouvant faire l'objet d'un audit par les autorités fiscales (note 18);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 26);
- la juste valeur des instruments financiers (notes 26 et 27);
- les engagements et provisions au titre des éventualités et garanties (note 30).

TC Énergie continue d'évaluer les répercussions des changements climatiques sur les états financiers consolidés. Les cadres et les initiatives réglementaires liés à la durabilité font actuellement l'objet de développements qui pourraient avoir un effet supplémentaire sur les estimations et jugements comptables, notamment sur l'appréciation de la durée de vie utile des actifs, l'évaluation de l'écart d'acquisition, la dépréciation d'immobilisations corporelles, les charges à payer liées aux coûts environnementaux et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. L'incidence de ces changements fait constamment l'objet d'une évaluation afin de s'assurer que les hypothèses modifiées pouvant avoir des répercussions sur les estimations énoncées précédemment sont ajustées en temps opportun.

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Certains gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique et certains actifs de stockage de gaz naturel sont réglementés en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Au Canada, les gazoducs réglementés relèvent de la compétence de la Régie de l'énergie du Canada (« REC »), de l'Alberta Energy Regulator ou du BC Energy Regulator. Les gazoducs interétatiques réglementés ainsi que les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Au Mexique, les gazoducs réglementés sont assujettis à l'autorité de la Commission nationale de l'énergie (« CNE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TC Énergie, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Une activité est admissible à la CATR lorsqu'elle satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de recouvrer le coût inhérent à la prestation des services ou à la fourniture de produits;
- il est raisonnable de supposer que les tarifs dont les montants permettront de recouvrer ce coût pourront être facturés aux clients et perçus auprès de ces derniers, compte tenu de la demande des services ou produits et de la concurrence directe et indirecte.

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis.

Constatation des produits

La contrepartie totale afférente aux services et aux produits à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Les produits d'exploitation variables de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que certains de ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, les produits d'exploitation variables ne sont comptabilisés que dans la mesure où il est probable que le montant cumulatif des produits d'exploitation ne fera l'objet d'aucun ajustement à la baisse important.

Les contrats que la société a conclus avec des clients englobent des ententes de capacité et des contrats de transport visant les gazoducs, des contrats de production d'électricité et de stockage de gaz naturel ainsi que d'autres contrats. Les produits tirés de contrats conclus avec des clients sont comptabilisés déduction faite des taxes à la consommation perçues auprès des clients qui sont par la suite remises aux autorités gouvernementales.

Les produits tirés de composantes non locatives associées à un contrat de location sont constatés systématiquement sur la durée du contrat en question.

Les produits tirés des activités de commercialisation, se rapportant à l'achat et à la vente de gaz naturel et d'électricité, sont pour la plupart constatés sur une base nette pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu.

Gazoducs – Canada

Ententes de capacité et transport

Les produits du secteur Gazoducs – Canada de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les produits du secteur Gazoducs – Canada de la société de compétence fédérale sont assujettis aux décisions réglementaires de la REC. Les droits visant ces gazoducs sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par la REC. Les gazoducs de la société au Canada ne sont généralement pas touchés par la volatilité du bénéfice liée aux variations des produits et des coûts. Ces variations, sauf si elles se rapportent aux ententes incitatives, font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les produits constatés avant que la REC ne rende une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de la REC au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque la REC fait connaître sa décision. Les services et produits du secteur Gazoducs – Canada sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Gazoducs – États-Unis

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs aux États-Unis de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité ferme sous contrat sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu.

Les gazoducs interétatiques de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, une partie des produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement si le montant a été facturé au cours d'une période intermédiaire aux termes d'une instance tarifaire en cours. Des provisions pour ces remboursements éventuels sont constatées à l'aide des meilleures estimations de la direction en fonction des faits et circonstances se rapportant à l'instance. Toute provision comptabilisée au cours du processus d'instance donne lieu à un remboursement lorsque la décision réglementaire définitive est rendue. Les produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Stockage de gaz naturel et autres

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société aux États-Unis sont générés principalement au moyen de contrats de stockage visant des capacités fermes garanties. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de gaz naturel stocké, y compris des indications quant au volume de gaz naturel pouvant être injecté ou retiré quotidiennement. Les produits sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité ferme garantie sans égard aux volumes de gaz naturel stockés, et au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. Les services et produits liés aux services de stockage de gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

La société détient des droits miniers afférents à certaines installations de stockage de gaz naturel. Ces droits miniers peuvent être loués ou fournis aux producteurs de gaz naturel contre des droits de redevance lesquels sont constatés au stade de la production du gaz naturel et des liquides connexes.

Gazoducs – Mexique

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés de certains gazoducs de la société au Mexique sont recouverts surtout en fonction des contrats de capacité ferme négociés et ils sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux gazoducs au Mexique sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour les clients.

Autres actifs

La société dégage des produits provenant de la prestation de services d'exploitation et d'entretien à l'égard des pipelines loués. Les produits tirés de ces services sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat.

Énergie et solutions énergétiques

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie et de solutions énergétiques de la société découlent principalement d'engagements contractuels à long terme visant à fournir de l'électricité pour satisfaire à la demande du marché ainsi que de la vente d'électricité tant aux marchés centralisés qu'aux clients. Les produits tirés de la production d'électricité incluent aussi des produits provenant de la vente de vapeur aux clients. Les produits et les paiements de capacité sont constatés lorsque les services sont fournis et que l'électricité et la vapeur ont été livrées. Les services et produits liés à la production d'électricité sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle.

Stockage de gaz naturel et autres

Les contrats de stockage de gaz naturel non réglementé comprennent des ententes visant le parc de gazoducs, les prêts et le stockage à terme. Les produits sont constatés lorsque le service est rendu. Les services et produits liés aux contrats de stockage à terme sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. Les produits tirés des services complémentaires sont constatés lorsque le service est rendu.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et le combustible, de gaz naturel exclusif stocké et des droits et crédits d'émissions non détenus à des fins de conformité. La société achète certains droits et crédits d'émissions dans le cadre de contrats groupés, lesquels englobent également l'achat d'électricité à un prix fixe. Le coût des droits et crédits d'émissions aux termes de ces contrats est fonction des prix observables sur le marché. Les stocks sont constatés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette.

Actifs destinés à la vente

La société classe les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre en marché un groupe destiné à être cédé et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente se réalise au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et toute perte est comptabilisée dans le bénéfice net. Les gains se rapportant à la vente attendue de ces actifs ne sont pas pris en compte tant que la transaction ne s'est pas concrétisée. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée une fois que les actifs sont classés comme étant destinés à la vente.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 0,625 % à 6,67 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et une augmentation correspondante est inscrite dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Le gaz stocké en canalisation et le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel sont évalués au coût et maintenus pour s'assurer de stimuler la pression adéquate afin de faciliter le transport du gaz naturel par pipeline et d'acheminer les stocks de gaz naturel. Le gaz stocké en canalisation et le carburant de base ne sont pas amortis.

Lorsque des gazoducs à tarifs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé, aucun montant n'étant imputé au bénéfice net. Les coûts engagés pour mettre une immobilisation corporelle hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Autres actifs

À titre de partenaire détenant une participation directe, la société participe à la mise en valeur de la superficie de certains gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Grâce à cette participation directe, la société peut investir dans les activités de forage en plus de recevoir un droit de redevance sur la production des puits. La société recourt à la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les activités de production de gaz naturel et de pétrole brut résultant de sa quote-part des activités de forage. Les coûts liés aux puits sont capitalisés et amortis selon le mode des unités d'œuvre.

Énergie et solutions énergétiques

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques sont comptabilisées au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon le mode linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base n'est pas amorti.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur Siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon le mode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 4 % à 20 %.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

La société capitalise les coûts de projet dès qu'il est probable que les travaux parviennent à la phase de construction ou que les coûts sont vraisemblablement recouvrables. La société capitalise les intérêts débiteurs relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés en cours d'aménagement. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux autres actifs à long terme du bilan consolidé. Ces projets sont de plus grande envergure et nécessitent généralement l'approbation des organismes de réglementation ou autres avant que ne débutent les travaux de construction. Une fois les autorisations reçues, les projets sont transférés aux immobilisations corporelles en construction.

Contrats de location

La société détermine si un contrat contient un contrat de location à la date de passation du contrat, ou lors d'une modification apportée à ce dernier, en exerçant son jugement au moment d'évaluer les aspects suivants : 1) le contrat stipule un bien déterminé qui est physiquement distinct ou, s'il ne l'est pas, qui représente la quasi-totalité de la capacité du bien; 2) le contrat procure au client le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien; et 3) le client a le droit de décider comment utiliser le bien déterminé et à quelle fin l'utiliser tout au long de la durée du contrat.

S'il est établi que le contrat contient un contrat de location, il faut exercer un degré élevé de jugement pour identifier les composantes locatives distinctes constituant le contrat de location en appréciant si le preneur peut tirer avantage du droit de sa seule utilisation ou de son utilisation avec d'autres ressources qui lui sont facilement accessibles et si le droit d'utilisation ne dépend pas fortement des autres droits d'utilisation des biens sous-jacents prévus au contrat et n'y est pas étroitement lié.

La société considère les composantes non locatives comme constituant des éléments distincts d'un contrat qui ne sont pas liés à l'utilisation de l'actif loué. Un bien ou un service fourni à un client est distinct dès lors que : 1) le client peut tirer parti du bien ou du service pris isolément ou en le combinant avec d'autres ressources aisément disponibles; et 2) la promesse de l'entité de fournir le bien ou le service au client peut être identifiée séparément des autres promesses contenues dans le contrat. La société applique les mesures de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats du preneur à bail et les installations dont elle est le bailleur dans le cadre d'un contrat de location-exploitation.

Méthode comptable du preneur à bail

Les contrats de location-exploitation sont comptabilisés comme des actifs au titre de droits d'utilisation et compris dans les immobilisations corporelles alors que les obligations correspondantes sont portées dans les créditeurs et autres et dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé.

Les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives, tous deux liés aux contrats de location-exploitation, sont constatés en fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux futurs au titre de la location sur la durée du contrat de location, à la date de début dudit contrat. La durée d'un contrat de location peut comprendre des options de prolongation ou de résiliation du contrat lorsque la société a la certitude raisonnable d'exercer cette option. Les contrats de location de la société n'étant pas assortis d'un taux d'intérêt implicite, cette dernière recourt à son taux d'emprunt marginal fondé sur l'information disponible à la date de début, ou lors d'une modification apportée à un contrat de location, pour déterminer la valeur actualisée des paiements futurs. La charge relative aux contrats de location-exploitation est calculée selon le mode linéaire sur la durée des contrats et elle est prise en compte dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

La société applique la mesure de simplification visant à ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme.

Méthode comptable du bailleur

La société offre aux clients des services de transport et d'autres services afférents à certains actifs conformément à des contrats de service à long terme dans le cadre de contrats de location-vente et de location-exploitation.

Dans le cas d'un contrat de location-vente, la société évalue la contrepartie totale afférente au contrat à la date de début de la location, ou lors d'une modification apportée à un contrat de location. Lorsqu'un contrat de location contient plus d'une composante locative et/ou non locative, une tranche de la contrepartie prévue au contrat est répartie entre toutes les composantes sur la base du prix de vente spécifique de chaque service distinct. La société exerce son jugement afin de déterminer des estimations raisonnables des coûts futurs devant être engagés pour remplir les obligations de prestation liées à chacun des services. Les paiements liés aux composantes locatives sont ventilés entre une réduction de l'investissement net dans un contrat de location et les produits tirés de contrats de location-vente.

À la date de début de la location, la société comptabilise un investissement net dans un contrat de location égal à la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué, actualisés selon le taux implicite prévu au contrat de location. Les immobilisations corporelles relatives à l'actif loué sont décomptabilisées et les gains (pertes) connexes, le cas échéant, sont portés à l'état consolidé des résultats. Les produits tirés de contrats de location-vente sont calculés par application du taux implicite prévu au contrat de location et ils sont inscrits dans les produits.

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

Perte de valeur des actifs à long terme

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

Perte de valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

Acquisitions et écart d'acquisition

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

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

Si la société conclut qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, elle procède alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. La société peut choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la société compare la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur. La juste valeur d'une unité d'exploitation est établie d'après un modèle des flux de trésorerie actualisés qui nécessite le recours à des hypothèses pouvant inclure notamment des prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations, des multiples d'évaluation ainsi que des taux d'actualisation. La société a choisi d'attribuer la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en premier lieu à l'écart d'acquisition non déductible aux fins de l'impôt, le reliquat étant imputé, le cas échéant, à l'écart d'acquisition déductible aux fins de l'impôt.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation constituant une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise au moment d'établir le gain ou la perte sur la cession. Le montant de l'écart d'acquisition est calculé en fonction des justes valeurs relatives de l'entreprise devant être cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée. L'écart d'acquisition conservé fera l'objet d'un test de dépréciation.

Participations sans contrôle

Les participations sans contrôle représentent les participations de tiers dans certaines filiales consolidées de la société. Les cessions partielles qui modifient la participation de la société dans une filiale constituant une entreprise, sans donner lieu à un changement de contrôle, sont comptabilisées en tant que transactions sur les capitaux propres. Aucun gain ni perte n'est constaté dans le résultat. Au moment de la cession partielle, la participation sans contrôle est comptabilisée à titre de participation de tiers dans la valeur comptable des actifs nets de la filiale revenant à la société. Tout écart entre le montant ajusté au titre de la participation sans contrôle et la juste valeur de la contrepartie payée ou reçue est porté au surplus d'apport et/ou aux bénéfices non répartis (déficit cumulé).

Prêts et créances

Les prêts à des sociétés liées et les débiteurs sont évalués au coût amorti.

Dépréciation des actifs financiers

La société passe en revue les actifs financiers (dont l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats), comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Les pertes sur créances attendues sont calculées en appliquant un modèle et une méthode fondés sur des hypothèses et l'exercice du jugement à l'égard des données passées, des renseignements actuels sur la contrepartie et des prévisions raisonnables et justifiables sur la conjoncture économique future.

Les pertes sur créances attendues sont constatées dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats et présentées au bilan consolidé en réduction de la valeur comptable de l'actif financier connexe.

Placements restreints

La société détient certains placements dont le retrait et l'affectation font l'objet de restrictions. Ces placements restreints sont comptabilisés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de la REC, TC Énergie doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines de grande envergure réglementés par la REC au Canada. Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent, et sont comptabilisés à titre de placements restreints (les « placements restreints au titre de l'ICQF »).

Les placements restreints au titre de l'ICQF ne peuvent être affectés qu'au financement des activités de cessation d'exploitation des installations de pipeline réglementées par la REC. Par conséquent, un passif réglementaire correspondant est comptabilisé au bilan consolidé.

La société détient d'autres placements restreints qui ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées dans le bénéfice net de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés aux gazoducs réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'organisme de réglementation. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont classés dans l'actif et le passif à court terme au bilan consolidé. L'exposition de la société à l'égard des positions fiscales incertaines est évaluée et une provision est alors constituée lorsqu'il est plus probable qu'improbable que ce risque se concrétisera.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de charge d'impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Les intérêts et/ou les pénalités engagés en lien avec les impôts sur le bénéfice sont pris en compte dans la charge d'impôts.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux coûts d'exploitation des centrales et autres dans l'état consolidé des résultats.

Les hypothèses suivantes sont utilisées pour calculer la juste valeur des OMHSI :

- la date prévue de mise hors service;
- l'envergure et le coût des activités de cessation d'exploitation et de remise en état requises;
- les taux appropriés d'inflation et d'actualisation.

Les OMHSI de la société visent principalement ses centrales électriques. Il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service des immobilisations de la société liées aux gazoducs et aux installations de stockage, puisque la société entend les exploiter tant qu'il y a de l'offre et de la demande sur le marché. C'est pourquoi la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations.

Passif environnemental et droits et crédits d'émissions

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Ces estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés, et elles sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. TC Énergie évalue les recouvrements attendus des assureurs et des tiers séparément du passif. Lorsqu'un tel recouvrement est probable, un actif est comptabilisé séparément du passif connexe. Ces recouvrements sont présentés sur une base nette, dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats, tout comme les coûts des mesures environnementales correctives. Toute variation des catégories susmentionnées pourrait entraîner des coûts supplémentaires, notamment des amendes, des pénalités ou des dépenses au titre de litiges et de règlements de réclamations à l'égard des passif environnementaux.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan consolidé au coût historique et décomptabilisés lorsqu'ils sont utilisés ou annulés (ou qu'ils ont fait l'objet d'un retrait) par les organismes gouvernementaux. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Aucune valeur n'est attribuée à des fins comptables aux droits accordés à TC Énergie ou générés par celle-ci. Au besoin, TC Énergie comptabilise au bilan consolidé un passif lié aux émissions au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'obligation de conformité. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés aux fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé des résultats. La société comptabilise les droits et crédits détenus aux fins de conformité dans les autres actifs à court terme et les autres actifs à long terme au bilan consolidé. Les droits et les crédits qui ne sont pas détenus aux fins de conformité sont inscrits dans les stocks au bilan consolidé.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

La société n'émet plus d'options sur actions aux employés et aux dirigeants. Les options sur actions attribuées avant 2024 ont été constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon le mode linéaire sur le reste de la période d'acquisition, avec un montant équivalent imputé au surplus d'apport. Les extinctions sont prises en compte à mesure qu'elles surviennent. À l'exercice des options sur actions, les montants initialement constatés dans le surplus d'apport sont reclassés dans les actions ordinaires au bilan consolidé.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (les « régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (les « régimes CD »), des régimes d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite (les « régimes APDR »). Les cotisations versées par la société aux régimes CD et aux régimes d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des régimes APDR est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur le 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon le mode linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan consolidé le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net sur la durée moyenne résiduelle d'activité attendue des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouvrés par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon le mode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans le bénéfice net, exception faite des gains et des pertes de change liés à la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet la REC.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les établissements soient vendus, auquel cas les gains et les pertes seront reclassés dans le bénéfice net. Dans le cas de cessions partielles d'établissements étrangers ne donnant pas lieu à un changement de contrôle ou de cessions d'établissements étrangers autrement que par vente, les gains et les pertes sont reclassés dans les capitaux propres. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis au taux de change en vigueur à la date de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société et certains instruments dérivés désignés comme couverture ont été désignés en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change latents sur les titres d'emprunt et les instruments dérivés libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan consolidé à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures sont inscrites dans les autres éléments du résultat étendu. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas. Les paiements de résiliation afférents aux dérivés sur taux d'intérêt sont classés dans les activités de financement de l'état consolidé des flux de trésorerie.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, les gains et les pertes de change sur les instruments de couverture sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés conformément aux gains et aux pertes découlant de la conversion d'établissements étrangers lorsque l'établissement étranger fait l'objet d'une cession totale ou partielle.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont remboursés ou recouvrés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès d'eux au cours de périodes subséquentes au moment du règlement des instruments dérivés.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction et frais d'émission liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction et les frais d'émission liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon le mode linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société au nom d'une entité qu'elle détient partiellement ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou des immobilisations corporelles avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme. La libération de l'obligation est constatée sur la durée de la garantie ou au moment de son échéance ou de son règlement.

Entités à détenteurs de droits variables

Une EDDV s'entend d'une entité juridique qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité. L'évaluation servant à déterminer si une entité est une EDDV et, le cas échéant, si la société en est le principal bénéficiaire est effectuée à la création de l'entité ou lors d'un événement déclenchant une réévaluation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques dans lesquelles la société détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités juridiques dans lesquelles la société détient un droit variable et pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir (explicite ou implicite), par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés. Les EDDV non consolidées sont comptabilisées comme des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Le risque maximal de perte de la société correspond à la perte maximale qui pourrait être inscrite dans le résultat net de périodes futures en raison des droits variables de la société dans une EDDV.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables en 2025

Impôts sur le bénéfice

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

Modifications comptables futures

Ventilation des charges inscrites à l'état des résultats

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

Logiciels à usage interne

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

Améliorations de la comptabilité de couverture

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

Subventions publiques

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

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

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

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

L'entente portant sur les questions fiscales encadre les droits et obligations de TC Énergie et de South Bow en matière de fiscalité après la scission. L'entente impose à TC Énergie et à South Bow certaines restrictions dans le but de préserver l'admissibilité de la scission à l'exonération fiscale. Advenant le cas où la scission n'était pas exonérée d'impôt, l'entente prévoit la répartition des passifs d'impôts en attribuant la responsabilité à TC Énergie ou à South Bow si la non-admissibilité est imputable à des mesures, à des événements ou à des transactions, ou encore à des manquements à l'égard de déclarations ou de garanties par cette entité.

La convention de scission établit les modalités de la scission du secteur Pipelines de liquides des activités de TC Énergie, y compris le transfert de certains actifs du secteur Pipelines de liquides de TC Énergie à South Bow et la répartition de certains passifs et de certaines obligations du secteur Pipelines de liquides entre TC Énergie et South Bow.

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

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

Coûts de scission

Les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides comprennent principalement les coûts internes se rapportant à la scission, les honoraires juridiques, les honoraires de fiscalité et d'audit et les autres honoraires de consultation, les provisions d'assurance ainsi que les charges financières nettes se rapportant aux titres d'emprunt émis et aux fonds entiers. Pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023, les coûts inhérents à la scission des activités liées aux pipelines de liquides de 197 millions de dollars (167 millions de dollars après impôts) et de 40 millions de dollars (34 millions de dollars après impôts), respectivement, ont été inclus au poste « Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice » à l'état consolidé des résultats. Aucun coût de scission n'a été comptabilisé au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Régimes de retraite

Dans le cadre de la scission, certains employés de TC Énergie sont devenus des employés de South Bow. Avant la scission, ces employés au Canada et aux États-Unis participaient aux régimes PD, aux régimes CD et aux régimes d'épargne, selon le cas. À compter du 1^{er} octobre 2024, les obligations au titre de régimes PD en ce qui a trait aux employés passant de TC Énergie à South Bow ont été transférées à South Bow. Une demande de transfert d'actifs afférente au régime PD canadien précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow a obtenu l'approbation réglementaire. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, un montant de 105 millions de dollars a été transféré à South Bow. Au 31 décembre 2025, des actifs du régime PD canadien d'un montant de 17 millions de dollars étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie et ils ont été pris en compte au poste « Actif à court terme découlant des activités abandonnées », et une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à court terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. La société s'attend à ce que les actifs restants soient transférés en totalité vers la mi-2026. Au 31 décembre 2024, les actifs afférents au régime PD américain avaient été transférés en totalité à South Bow.

Titres d'emprunt de South Bow

Le 28 août 2024, South Bow Canadian Infrastructure Holdings Ltd. et 6297782 LLC, deux filiales en propriété exclusive de la société à cette date, ont effectué un placement de billets de premier rang non garantis et de billets subordonnés de rang inférieur équivalant à environ 7,9 milliards de dollars canadiens. Une tranche du produit net équivalant à environ 6,2 milliards de dollars canadiens a été placée dans un compte en main tierce en attendant la réalisation de la scission le 1^{er} octobre 2024 et des billets de premier rang non garantis de 1,3 milliard de dollars US ont été utilisés pour rembourser un prêt à terme de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »). Les fonds entiers ont été libérés en faveur de South Bow au moment de la scission, puis affectés au remboursement de la dette de South Bow et de ses filiales envers TC Énergie et ses filiales.

Présentation des activités abandonnées

Comme il est précisé à la note 2 « Conventions comptables », depuis la réalisation de la scission, les activités liées aux pipelines de liquides sont présentées en tant qu'activités abandonnées. La présentation des activités abandonnées de la société tient compte des produits et des charges directement attribuables aux activités liées aux pipelines de liquides.

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

Bénéfice découlant des activités abandonnées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Produits	—	2 217	2 667
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	50	67
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	216	806	814
Achats de produits de base revendus	—	387	437
Impôts fonciers	—	84	116
Amortissement	—	253	332
Charges de dépréciation d'actifs et autres	29	21	(4)
	245	1 551	1 695
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) découlant des activités abandonnées	(245)	716	1 039
Charges financières			
Intérêts débiteurs	—	218	297
Intérêts créditeurs et autres	(28)	(21)	30
	(28)	197	327
Bénéfice (perte) découlant des activités abandonnées, avant les impôts sur le bénéfice	(217)	519	712
Charge (recouvrement) d'impôts	(5)	124	100
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après impôts	(212)	395	612

Actif et passif des activités abandonnées

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

La scission a donné lieu à la décomptabilisation des actifs nets du secteur Pipelines de liquides pour un montant de 3 691 millions de dollars. La réduction des actifs nets a été traitée comme une diminution de 2 950 millions de dollars au poste « Bénéfices non répartis (déficit cumulé) » et de 741 millions de dollars au poste « Cumul des autres éléments du résultat étendu » pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

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

Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées

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

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

Le président et chef de la direction est le principal décideur opérationnel de la société. Ce dernier a recours au bénéfice sectoriel (à la perte sectorielle) pour évaluer le rendement des secteurs, prendre des décisions en matière d'investissements de capitaux et effectuer des comparaisons avec les concurrents de TC Énergie.

Les renseignements sur les secteurs de la société s'établissent comme suit :

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

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

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

exercice clos le 31 décembre 2024				Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique			
Produits	5 600	6 339	870	954	8	13 771
Produits intersectoriels ²	—	99	—	49	(148)	—
	5 600	6 438	870	1 003	(140)	13 771
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	34	341	283	900	—	1 558
Coûts d'exploitation ²	(2 246)	(2 381)	(132)	(700)	9 ³	(5 450)
Amortissement	(1 382)	(955)	(92)	(101)	(5) ³	(2 535)
Autres éléments sectoriels ⁴	10	610	—	—	—	620
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	2 016	4 053	929	1 102	(136)	7 964
Intérêts débiteurs						(3 019)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						784
Gains (pertes) de change, montant net						(147)
Intérêts créditeurs et autres						324
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies, avant les impôts sur le bénéfice						5 906
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(922)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						4 984
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice						395
Bénéfice net (perte nette)						5 379
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle						(681)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						4 698
Dividendes sur les actions privilégiées						(104)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						4 594
Dépenses d'investissement⁵						
Dépenses en immobilisations	1 273	2 568	2 228	62	50	6 181
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	5	—	45	—	50
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁶	827	2	—	717	—	1 546
	2 100	2 575	2 228	824	50	7 777
Activités abandonnées						127
						7 904

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Comprennent les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

4 Les autres éléments sectoriels comprennent un gain net (une perte nette) sur la vente d'actifs.

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

6 Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le secteur Gazoducs - Canada à hauteur de 3,1 milliards de dollars ont été compensés par les autres distributions des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour un montant équivalent, mais sont comptabilisés à leur montant brut dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Se reporter à la note 10 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2023				Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)						
	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique			
Produits	5 173	6 229	846	1 019	—	13 267
Produits intersectoriels ²	—	101	—	22	(123)	—
	5 173	6 330	846	1 041	(123)	13 267
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	220	324	78	688	—	1 310
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation ²	(2 058)	(2 189)	(39)	(633)	(15) ³	(4 934)
Amortissement	(1 325)	(934)	(89)	(92)	(6) ³	(2 446)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(90)	3 531	796	1 004	(144)	5 097
Intérêts débiteurs						(2 966)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction						575
Gains (pertes) de change, montant net						320
Intérêts créditeurs et autres						272
Bénéfice (perte) découlant des activités poursuivies, avant les impôts sur le bénéfice						3 298
(Charge) recouvrement d'impôts découlant des activités poursuivies						(842)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies						2 456
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées, après les impôts sur le bénéfice						612
Bénéfice net (perte nette)						3 068
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle						(146)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle						2 922
Dividendes sur les actions privilégiées						(93)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires						2 829
Dépenses d'investissement⁴						
Dépenses en immobilisations	2 953	2 536	2 292	144	33	7 958
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	142	—	142
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3 231	124	—	794	—	4 149
	6 184	2 660	2 292	1 080	33	12 249
Activités abandonnées						49
						12 298

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Comprennent les coûts partagés et l'amortissement auparavant attribués au secteur Pipelines de liquides. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

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

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

Renseignements géographiques

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

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

6. PRODUITS

Ventilation des produits

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

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

exercice clos le 31 décembre 2024	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
(en millions de dollars canadiens)					
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	5 586	5 382	438	—	11 406
Électricité	—	—	—	266	266
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	14	869	124	383	1 390
	5 600	6 251	562	649	13 062
Produits tirés de contrats de location-vente ³	—	—	308	—	308
Autres produits ⁴	—	88	—	305	393
	5 600	6 339	870	954	13 763
Produits du siège social ⁵					8
					13 771

- 1 Le secteur Gazoduc – Canada comprend des produits de 14 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoduc – Mexique comprend des produits de 98 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 Représentent les produits tirés des contrats de location-vente associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-exploitation de la société. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 5 Comprennent les produits de 7 millions de dollars générés par la convention de services de transition intervenue avec South Bow. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2023	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Énergie et solutions énergétiques	Total
(en millions de dollars canadiens)					
Produits tirés de contrats conclus avec des clients					
Ententes de capacité et transport	5 141	5 107	442	—	10 690
Électricité	—	—	—	427	427
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	32	874	125	363	1 394
	5 173	5 981	567	790	12 511
Produits tirés de contrats de location-vente ³	—	—	279	—	279
Autres produits ⁴	—	248	—	229	477
	5 173	6 229	846	1 019	13 267

- 1 Le secteur Gazoduc – Canada comprend des produits de 31 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Le secteur Gazoduc – Mexique comprend des produits de 97 millions de dollars générés par les composantes non locatives afférentes à la prestation de services d'exploitation et d'entretien prévus dans des contrats de location-vente visant les gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 3 Représentent les produits tirés des contrats de location-vente associés aux gazoducs de TGNH mis en service. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location-vente de la société. Se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

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

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, des produits de 21 millions de dollars (41 millions de dollars en 2024) qui étaient inclus dans les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme au début de l'exercice ont été comptabilisés.

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

Produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir

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

Une part importante des produits de la société n'est pas prise en compte dans les informations portant sur les produits futurs ci-dessus du fait que la société a choisi les exemptions relatives aux informations à fournir suivantes :

- les produits au titre des coûts d'exploitation transférables, ou autres contreparties variables similaires, qui sont comptabilisés à hauteur du montant que la société peut facturer au client;
- la contrepartie variable relative aux produits tirés des services de transport interruptibles et aux produits tirés des contrats de production d'électricité s'il existe un degré d'incertitude relatif à l'estimation du montant des produits futurs;
- les produits pour les périodes s'étendant au-delà de l'échéance des droits approuvés en vertu des règlements tarifaires en vigueur relativement aux contrats de transport et de stockage réglementé du secteur Gazoducs - États-Unis de la société lorsque des tarifs maximums doivent être perçus auprès des expéditeurs;
- les produits pour les périodes s'étendant au-delà de l'échéance des droits approuvés en vertu des règlements tarifaires en vigueur relativement aux contrats de capacité ferme réglementés du secteur Gazoducs - Canada de la société;
- les produits liés aux actifs en cours de construction, qui sont comptabilisés lorsque l'actif est mis en service.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

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

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

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

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

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

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

9. CONTRATS DE LOCATION

En tant que preneur à bail

La société a conclu des contrats de location-exploitation pour le siège social et pour divers bureaux, matériel et terrains. Certains contrats sont assortis d'une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans alors que d'autres peuvent comprendre des options visant à résilier le contrat de location dans un délai de un an ou lorsque certaines conditions sont remplies. Les paiements exigibles aux termes des contrats de location comprennent des paiements fixes et, dans le cas de plusieurs baux de la société, des paiements variables afférents notamment à la quote-part des impôts fonciers, des assurances et de l'entretien des aires communes des bâtiments. La société sous-loue certains locaux qu'elle loue.

Les coûts liés aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	112	117
Produits tirés de la sous-location	(5)	(6)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	107	111

1 Comprennent les coûts afférents aux contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables.

Les tableaux suivants présentent d'autres informations afférentes aux contrats de location-exploitation :

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	76	74
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	18	96

aux 31 décembre	2025	2024
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	11 ans	13 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,4 %	3,3 %

Le tableau suivant affiche les échéances relatives aux obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Moins de un an	73	73
Entre un an et deux ans	66	73
Entre deux et trois ans	63	66
Entre trois et quatre ans	63	64
Entre quatre et cinq ans	59	63
Plus de cinq ans	185	275
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	509	614
Intérêt théorique	(78)	(103)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	431	511

Les montants présentés au bilan consolidé de TC Énergie en ce qui a trait à ses obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation sont les suivants :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Créditeurs et autres (note 16)	61	60
Autres passifs à long terme (note 17)	370	451
	431	511

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 402 millions de dollars (480 millions de dollars en 2024), montant qui a été porté dans les immobilisations corporelles du bilan consolidé.

En tant que bailleur

Contrats de location-exploitation

Les centrales de Grandview et de Bécancour du secteur Énergie et solutions énergétiques ont été comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Les CAE à long terme, aux termes desquelles la société vend de l'électricité générée par ces actifs, viennent à échéance entre 2026 et 2035.

Certains contrats de location-exploitation prévoient des paiements de loyers variables fondés sur le nombre d'heures d'exploitation et le remboursement de coûts variables, ainsi que des options visant l'achat de l'actif sous-jacent à la juste valeur ou selon une formule qui tient compte des paiements fixes résiduels. Les bailleurs peuvent se prévaloir de droits en vertu de certains contrats de location pour résilier les baux dans certaines circonstances.

La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 s'est établie à 109 millions de dollars (114 millions de dollars en 2024; 112 millions de dollars en 2023).

Les paiements de loyers futurs à recevoir aux termes des contrats de location-exploitation se ventilent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Moins de un an	80	107
Entre un an et deux ans	9	76
Entre deux et trois ans	10	9
Entre trois et quatre ans	10	10
Entre quatre et cinq ans	10	10
Plus de cinq ans	45	55
	164	267

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation s'élevaient respectivement à 697 millions de dollars et à 371 millions de dollars au 31 décembre 2025 (697 millions de dollars et 351 millions de dollars, respectivement, en 2024).

Contrats de location-vente

Les gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes, Tula et Southwest Gateway sont regroupés en un contrat de transport ferme libellé en dollar US qui se prolonge jusqu'en 2055 et qui a été conclu entre TGNH et la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »).

Le contrat de transport regroupé comporte de multiples composantes locatives et non locatives. Les composantes locatives prévues dans le contrat de transport représentent la capacité disponible pour la CFE fournie par les gazoducs en service de TGNH au 31 décembre 2025. Quant aux composantes non locatives, elles englobent les services que la société offre en matière d'exploitation et d'entretien des gazoducs de TGNH mis en service. La société a affecté une partie de la contrepartie afférente au contrat aux composantes non locatives au titre de la prestation de services en matière d'exploitation et d'entretien sur la base du prix de vente spécifique au moyen de la méthode du coût attendu plus marge. La contrepartie résiduelle a été affectée aux composantes locatives au moyen de la méthode résiduelle en raison de l'incertitude relative au prix de vente spécifique.

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca

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

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

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

Gazoduc Southeast Gateway

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

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

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

Les paiements de loyers futurs à recevoir aux termes des contrats de location-vente existants se ventilent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Moins de un an	1 256	333
Entre un an et deux ans	1 000	333
Entre deux et trois ans	1 000	333
Entre trois et quatre ans	1 000	333
Entre quatre et cinq ans	1 000	333
Plus de cinq ans	24 508	8 499
	29 764	10 164

Le tableau qui suit présente les composantes de l'investissement net total dans des contrats de location figurant au bilan consolidé de la société :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Investissement net dans des contrats de location		
Paiements minimaux futurs au titre de la location	29 764	10 164
Produits locatifs non gagnés	(20 397)	(7 323)
Créances locatives	9 367	2 841
Provision pour pertes sur créances attendues ¹	(141)	(59)
Valeur actualisée de la valeur résiduelle non garantie	140	28
	9 366	2 810
Tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme (note 7)	(1 256)	(333)
	8 110	2 477

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

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a comptabilisé une charge afférente aux pertes sur créances attendues de 84 millions de dollars (recouvrement de 23 millions de dollars en 2024; recouvrement de 73 millions de dollars en 2023) liée à l'investissement net dans des contrats de location qui a été inscrit dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

10. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

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

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

Distributions et apports

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

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

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

2 En décembre 2024, TC Énergie a effectué des apports en capitaux propres de 3 137 millions de dollars à Coastal GasLink LP, qui a affecté cette somme au remboursement, en faveur de TC Énergie, de l'encours aux termes de la convention de prêt subordonné. Les apports et le remboursement ont été inscrits dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Se reporter à la note 11 « Prêts entre sociétés liées » pour un complément d'information.

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

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

Le 12 juillet 2025, l'usine de LNG a été déclarée en service par LNGC. Aux termes de l'entente commerciale, TC Énergie a reçu le paiement non récurrent de 199 millions de dollars, qui a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie en octobre 2025. Ce paiement, qui doit être comptabilisé en totalité par TC Énergie selon les ententes contractuelles intervenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP, a été comptabilisé en tant que distribution en substance de la part de Coastal GasLink LP et il a été pris en compte à titre de débiteurs et de participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2024.

Les travaux mécaniques visant le projet Coastal GasLink ont été achevés en novembre 2023, ce qui plaçait le gazoduc en position de livrer du gaz naturel à l'usine de LNGC à la fin de 2023. Ces avancées ont conféré à Coastal GasLink LP le droit de recevoir un paiement incitatif de 200 millions de dollars de LNGC, qui a été porté au poste « Débiteurs » au bilan consolidé et au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats au 31 décembre 2023 et pour l'exercice clos à cette date. Le paiement incitatif a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie en février 2024.

En février 2023, Coastal GasLink LP a annoncé une hausse du coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink. La hausse des coûts du projet et le fait qu'il était attendu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné soient principalement fournis par TC Énergie représentait une indication d'incidence défavorable importante sur la juste valeur estimative de la participation de la société dans Coastal GasLink LP. La société a effectué des évaluations et conclu que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation avant impôts de 2 100 millions de dollars en 2023 et à des charges de dépréciation cumulatives avant impôts de 5 148 millions de dollars, ou de 4 586 millions de dollars après impôts, entre le 31 décembre 2022 et le 30 septembre 2023. Aucune autre perte de valeur durable afférente à la participation de la société dans Coastal GasLink LP n'a été détectée depuis et aucune autre charge de dépréciation n'a été comptabilisée.

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable de la participation de la société dans Coastal GasLink LP se chiffrait à 896 millions de dollars (1 006 millions de dollars en 2024).

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

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

aux 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)

2025**2024****Bilan**

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

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable cumulative des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de la société était inférieur de 834 millions de dollars (769 millions de dollars en 2024) aux capitaux propres sous-jacents cumulatifs dans les actifs nets, principalement en raison de la dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, compensée en partie par les ajustements de la juste valeur au moment de l'acquisition ou de la cession partielle ainsi que par les intérêts capitalisés pendant la construction.

11. PRÊTS ENTRE SOCIÉTÉS LIÉES

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

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

TC Énergie détient une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP et exploite le gazoduc Coastal GasLink.

Convention de prêt subordonné

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle la société consent à Coastal GasLink LP des prêts non renouvelables portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché dans le but de financer les coûts en capital associés au projet de gazoduc Coastal GasLink.

Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, sont soumis à l'obligation contractuelle d'effectuer des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le règlement de l'encours aux termes de la convention de prêt subordonné, et il est attendu que TC Énergie effectue la majeure partie de ces apports. Pour cette raison, les montants prélevés aux termes de la convention de prêt subordonné ont été considérés comme des apports de capitaux propres en substance et présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Le remboursement à la société des montants exigibles de Coastal GasLink LP a été comptabilisé comme une distribution de capitaux propres en substance et présenté au poste « Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des flux de trésorerie de la société.

Le 17 décembre 2024, à la suite de la mise en service commerciale déclarée du gazoduc, Coastal GasLink LP a remboursé un montant de 3 147 millions de dollars à TC Énergie conformément à la convention de prêt subordonné. La quote-part de la société des apports de capitaux propres nécessaires pour financer le remboursement de l'encours du prêt par Coastal GasLink LP se chiffrait à 3 137 millions de dollars. Au 31 décembre 2025, le montant consenti qui restait inutilisé pouvant encore être prélevé par Coastal GasLink LP s'établissait à 163 millions de dollars (228 millions de dollars au 31 décembre 2024).

Convention régissant la facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

La société a conclu une convention régissant sa facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée avec Coastal GasLink LP pour y ajouter une nouvelle facilité procurant des liquidités à court terme et de la souplesse financière aux fins des projets en cours de construction. Les facilités prévues en vertu de cette convention portent intérêt à des taux variables fondés sur les taux du marché. La capacité d'emprunt combinée des facilités s'élevait à 120 millions de dollars aux 31 décembre 2025 et 2024 et l'encours était de néant aux 31 décembre 2025 et 2024.

Sur de Texas

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

12. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent la quasi-totalité des gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique des tarifs établis, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services et que l'environnement concurrentiel fasse en sorte qu'il soit probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouvrés. Certains produits et certaines charges assujettis à la réglementation des services publics ou à l'établissement des tarifs habituellement inscrits à l'état des résultats sont reportés au bilan, puis ils sont censés être recouvrés auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans les tarifs des services futurs.

Établissements réglementés au Canada

La plupart des gazoducs canadiens de TC Énergie sont assujettis à la réglementation de la REC en vertu de la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie. La REC assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada de compétence fédérale. L'Agence d'évaluation d'impact du Canada continue d'évaluer les projets désignés.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de TC Énergie sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par la REC. Sous réserve des modalités de tout règlement, les tarifs facturés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, l'organisme de réglementation permet généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société, en fonction de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL est actuellement exploité en vertu du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2025 à 2029 approuvée par la REC en septembre 2024 (le « règlement de 2025-2029 visant NGTL »). Ce règlement instaure un cadre d'investissement soutenant l'approbation par le conseil d'administration de la société (le « conseil ») de l'affectation de capitaux d'un montant maximal de 3,3 milliards de dollars aux fins de l'avancement du plan de croissance pluriannuel visant des installations d'expansion afin de répondre aux engagements du réseau de NGTL. Ce plan se compose de plusieurs projets distincts comportant diverses dates de mise en service à compter de 2026, sous réserve des approbations définitives de la société et des organismes de réglementation.

Le règlement de 2025-2029 visant NGTL maintient un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % tout en augmentant les taux d'amortissement du réseau de NGTL. À cela s'ajoutent un incitatif permettant au réseau de NGTL de saisir l'occasion d'augmenter davantage les taux d'amortissement si les tarifs sont inférieurs aux seuils précisés ou que des projets de croissance sont entrepris. Le règlement de 2025-2029 visant NGTL prévoit un nouveau mécanisme incitatif visant à réduire à la fois les émissions et les coûts de conformité liés aux émissions, qui s'appuie sur le mécanisme incitatif relatif à certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées et aux réductions d'émissions sont partagés avec nos clients. Le règlement de 2025-2029 visant NGTL prévoit une disposition de révision si les tarifs sont supérieurs à un seuil prédéterminé ou si la société n'obtient pas les approbations nécessaires visant le plan de croissance pluriannuel.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2023 et 2024 reflétaient les modalités du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoyait un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, offrait au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissaient sous le seuil spécifié et fournissait un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées ont été partagés avec ses clients.

Réseau principal au Canada

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

La stabilisation des droits est assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte de stabilisation des droits et le compte d'ajustement à court terme (« CACT »), qui permettent de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits du réseau et son coût du service pour chaque année de la durée du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal. Une partie du CACT a commencé à être amortie en 2023 et l'amortissement du montant restant a débuté en 2024 conformément aux modalités décrites dans le règlement de 2021-2026 visant le réseau principal lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement ont été atteints.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs réglementés de TC Énergie aux États-Unis sont exploités en vertu des dispositions des lois intitulées Natural Gas Act of 1938 (« NGA »), Natural Gas Policy Act of 1978 et Energy Policy Act of 2005, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction, l'acquisition et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes, dont la réglementation des tarifs qui prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle les gazoducs réglementés aux États-Unis peuvent accorder des remises ou négocier leurs tarifs de façon non discriminatoire. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis, en fonction de sa participation effective et de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. Columbia Gas est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en octobre 2025 (le « règlement de 2025 visant Columbia Gas »). Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} avril 2028 et Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2031. Le règlement prévoit aussi des majorations des tarifs en avril 2026 et en avril 2027 pour tenir compte des dépenses devant être affectées à des projets de modernisation.

ANR Pipeline

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

Columbia Gulf

Columbia Gulf est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en août 2023 qui a pris effet le 1^{er} mars 2024 (le « règlement de 2023 visant Columbia Gulf »). Le règlement de 2023 visant Columbia Gulf prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 28 février 2027 et Columbia Gulf devra soumettre une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} mars 2029.

Great Lakes

Great Lakes est exploitée en vertu d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC en avril 2022 (le « règlement de 2022 visant Great Lakes »), lequel maintient les tarifs maximums de transport existants de Great Lakes jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement de 2022 visant Great Lakes prévoyait un moratoire jusqu'au 31 octobre 2025. En avril 2025, Great Lakes a déposé un dossier tarifaire selon l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport à compter du 1^{er} novembre 2025, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Au 31 décembre 2025, Great Lakes collaborait avec les clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques.

Tuscarora

Tuscarora est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en septembre 2023 (le « règlement de 2023 visant Tuscarora »). Le règlement de 2023 visant Tuscarora prévoyait des réductions tarifaires progressives le 1^{er} février 2023 et d'autres le 1^{er} février 2025. Le règlement de 2023 visant Tuscarora prévoit un moratoire expirant le 1^{er} décembre 2028. Tuscarora est tenue de déposer une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} décembre 2028.

Gas Transmission Northwest

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

Établissements réglementés au Mexique

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

Actifs et passifs réglementaires

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

- 1 Ces actifs et passifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs ou passifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.
- 2 Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits devant être prise en compte dans la détermination des tarifs pour l'année suivante.
- 3 Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- 4 Ce solde représente les montants des fonds prélevés au moyen de droits auprès des clients qui sont inclus dans les placements restreints en raison de l'ICQF dans le but de financer les coûts futurs de cessation d'exploitation d'installations de gazoduc de la société réglementées par la REC.
- 5 Le taux d'imposition fédéral des sociétés en vigueur aux États-Unis est passé de 35 % à 21 % en 2017 en raison de la Loi H.R.1 intitulée Tax Cuts and Jobs Act (la « réforme fiscale aux États-Unis »). Le solde des établissements réglementés aux États-Unis, le cas échéant, représente les passifs réglementaires établis calculés selon les modifications prescrites par la FERC en 2018 conformément à la réforme fiscale aux États-Unis et qui sont amortis sur des durées variables qui se rapprochent de la reprise attendue des passifs d'impôts reportés sous-jacents ayant donné lieu aux passifs réglementaires.
- 6 Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts auxquels s'ajoutent les ajustements au titre de la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030.
- 7 Aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, une partie du CACT a commencé à faire l'objet d'un amortissement en 2023 et l'amortissement du montant restant a débuté en 2024, du fait que les seuils prédéfinis ont été atteints, sur la durée précisée dans l'entente de règlement.
- 8 Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouverts dans les tarifs de certaines activités à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.
- 9 Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients ou remboursés à ces derniers dans la tarification future.
- 10 Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires recouverts aux termes des tarifs approuvés par la FERC et qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC, un montant de 43 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2025 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.
- 11 Aux termes du règlement de 2021-2026 visant le réseau principal, un montant de 223 millions de dollars est amorti au cours de la période de règlement de six ans.

13. ÉCART D'ACQUISITION

Le solde de l'écart d'acquisition de la société figurant au bilan consolidé comprend les montants suivants :

aux 31 décembre (en millions)	2025		2024	
	Dollars canadiens	Dollars US ¹	Dollars canadiens	Dollars US ¹
Columbia	10 082	7 351	10 588	7 351
ANR	2 669	1 946	2 803	1 946
Great Lakes	167	122	176	122
North Baja	66	48	70	48
Tuscarora	32	23	33	23
	13 016	9 490	13 670	9 490

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

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

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

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2025, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur des unités d'exploitation sous-jacentes pour toutes les unités d'exploitation autres que l'unité d'exploitation Columbia. Elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de toutes les unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Columbia

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

Great Lakes

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

14. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

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

15. BILLETS À PAYER

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

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

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

Au 31 décembre 2025, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 11,9 milliards de dollars (12,2 milliards de dollars en 2024). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux variables négociés de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

aux 31 décembre					
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Emprunteurs	Objet	Échéance	2025		2024
			Total des facilités	Capacité inutilisée ¹	Total des facilités
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables ²					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2030	3,0	2,9	3,0
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	1,0 US	0,8 US	1,0 US
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2028	2,5 US	2,3 US	2,5 US
Columbia Pipelines Holding Company LLC ³	Servant à appuyer le programme de papier commercial et aux fins générales de l'emprunteur, garantie par TCPL	Décembre 2028	1,5 US	1,1 US	1,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue ²					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue	2,0 ⁴	1,3	2,0 ⁴

1 La capacité inutilisée est présentée déduction faite du papier commercial en cours et des emprunts sur la facilité de crédit.

2 Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec les filiales de la société peuvent restreindre la capacité de ces dernières de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. Si de telles restrictions s'appliquent, elles pourraient, par conséquent, avoir une incidence sur la capacité de la société à déclarer et à payer des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Par ailleurs, aux termes de ces actes de fiducie et accords de crédit, la société doit se conformer à diverses clauses comportant obligation de faire et de ne pas faire tout en maintenant certains ratios financiers. Au 31 décembre 2025, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière.

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

4 Ou l'équivalent en dollars US.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées a été de 15 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (18 millions de dollars en 2024; 16 millions de dollars en 2023).

16. CRÉDITEURS ET AUTRES

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

17. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

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

18. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

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

Charge d'impôts sur le bénéfice

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

Rapprochement de la charge d'impôts

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

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

Actifs et passifs d'impôts reportés

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

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

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

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

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

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

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de charge d'impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 2 198 millions de dollars au 31 décembre 2025 (1 728 millions de dollars en 2024).

Versements (remboursements) d'impôts sur le bénéfice

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

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	72	85	91
Augmentation brute – positions fiscales d'exercices antérieurs	2	3	9
Diminution brute – positions fiscales d'exercices antérieurs	(4)	(2)	(1)
Augmentation brute – positions fiscales de l'exercice à l'étude	18	5	16
Diminutions brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	—	(2)	—
Règlement	—	(13)	—
Caducité des délais de prescription	(5)	(4)	(30)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	83	72	85

TC Énergie impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2025 comprend un montant de 7 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (recouvrement d'intérêts de 1 million de dollars en 2024; intérêts débiteurs de 3 millions de dollars en 2023). Au 31 décembre 2025, la société avait constaté 26 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (19 millions de dollars en 2024; 20 millions de dollars en 2023). La société n'a fait l'objet d'aucune pénalité liée aux incertitudes en matière de fiscalité afférentes à la charge d'impôts des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 et aucune pénalité n'était inscrite aux 31 décembre 2025, 2024 et 2023.

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

19. DETTE À LONG TERME

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

- 1 Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus, lesquels sont ajustés pour tenir compte des commissions sur prêts, des primes et des escomptes. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.
- 2 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 93 millions de dollars (109 millions de dollars en 2024) afférent à l'acquisition de Columbia Pipeline Group Inc. Ces ajustements tiennent compte également d'une diminution de 17 millions de dollars (diminution de 139 millions de dollars en 2024) attribuable au risque de taux d'intérêt couvert ainsi que d'une augmentation de 39 millions de dollars (augmentation de 41 millions de dollars en 2024) attribuable au risque de taux d'intérêt lié aux couvertures abandonnées. Se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2025 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Novembre 2025	Billets à moyen terme	Novembre 2055	850	5,13 %
	Février 2025	Billets à moyen terme	Février 2035	1 000	4,58 %
	Août 2024	Emprunt à terme ¹	Août 2024	1 242 US	Variable
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ²	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis ³	Mars 2026	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis ³	Mars 2026	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme ³	Mars 2026	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme ³	Mars 2026	400	Variable
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2032	750 US	5,00 %
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	400 US	5,10 %
	Janvier 2024	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2034	500 US	5,68 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2028	700 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2026	300 US	6,06 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
	Octobre 2025	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2028	205 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2031	250 US	5,23 %
	Septembre 2025	Billets de premier rang non garantis	Septembre 2035	350 US	5,69 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2035	550 US	5,44 %
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	Février 2055	450 US	5,96 %
	Septembre 2024	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2054	400 US	5,70 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2033	1 500 US	6,04 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2053	1 250 US	6,54 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2030	750 US	5,93 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2043	600 US	6,50 %
	Août 2023	Billets de premier rang non garantis	Août 2063	500 US	6,71 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %
TC ENERGÍA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	Janvier 2028	500 US	Variable

1 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission qui a été remboursé intégralement en août 2024 au moment de l'émission des billets de premier rang non garantis par 6297782 LLC. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

2 L'emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023.

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

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2025 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Novembre 2025	Billets de premier rang non garantis	850 US	4,88 %
	Octobre 2025	Billets de premier rang non garantis	92 US	7,06 %
	Juillet 2025	Billets à moyen terme	750	3,30 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis	1 250 US	1,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ¹	850 US	6,20 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	739 US	2,50 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	441 US	4,88 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ¹	400 US	Variable
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	313 US	4,75 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	201 US	5,00 %
	Octobre 2024	Billets de premier rang non garantis ²	180 US	5,10 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ¹	600	5,42 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ²	575	4,18 %
	Octobre 2024	Billets à moyen terme ¹	400	Variable
	Août 2024	Emprunt à terme ³	1 242 US	Variable
	Juin 2024	Billets à moyen terme	750	Variable
	Octobre 2023	Billets de premier rang non garantis	625 US	3,75 %
	Septembre 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
ANR PIPELINE COMPANY				
	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis	7 US	7,00 %
	Février 2024	Billets de premier rang non garantis	125 US	7,38 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Mai 2025	Billets à moyen terme	87	8,90 %
	Mars 2024	Débetures	100	9,90 %
	Avril 2023	Débetures	200 US	7,88 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	4,50 %
TC PIPELINES, LP				
	Mars 2025	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,38 %
TC ENERGIA MEXICANA, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates en 2025	Emprunt à terme de premier rang non garanti	677 US	Variable
	Diverses dates en 2024	Emprunt à terme de premier rang non garanti	430 US	Variable
	Diverses dates en 2024	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	185 US	Variable
	Diverses dates en 2023	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	315 US	Variable
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Novembre 2023	Emprunt à terme non garanti	32 US	Variable

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

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

3 En août 2024, TCPL a contracté un emprunt à terme aux fins de la scission qui a été remboursé intégralement en août 2024 au moment de l'émission des billets de premier rang non garantis par 6297782 LLC. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » pour un complément d'information.

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

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

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2025, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissaient approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2026	2027	2028	2029	2030
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 545	3 122	5 196	1 309	4 573

Intérêts débiteurs

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

¹ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et des escomptes relatifs à la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les gains et les pertes sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêts de 3 284 millions de dollars en 2025 (3 398 millions de dollars en 2024; 2 931 millions de dollars en 2023) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

20. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

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

- 1 Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus à l'aide du taux d'intérêt nominal et des ajustements de taux futurs estimatifs, lesquels sont ajustés pour tenir compte des frais d'émission et des escomptes.
- 2 En mai 2025, TCPL a exercé son option visant le remboursement intégral des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2075.
- 3 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TC Énergie puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.
- 4 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être converti en un taux variable.
- 5 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les cinq premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans, sous réserve d'un taux plancher à l'ajustement.
- 6 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les cinq premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans.
- 7 Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US ont été émis en 2007 au taux fixe de 6,35 %, puis convertis en 2017 à un taux variable.
- 8 Le taux d'intérêt nominal correspond initialement à un taux fixe pour les dix premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

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

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

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

En février 2025, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 750 millions de dollars US échéant en 2065 qui portent intérêt à un taux fixe de 7,00 % par année jusqu'au 1^{er} juin 2030 qui sera ajusté à tous les cinq ans par la suite. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur sera ajusté tous les cinq ans à compter de juin 2030 jusqu'en juin 2065 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 2,614 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 1^{er} mars 2030 et le 1^{er} juin 2030 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

Remboursement de billets subordonnés de rang inférieur

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

21. (GAINS) PERTES DE CHANGE, MONTANT NET

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

22. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats et les participations sans contrôle présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

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

¹ Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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

23. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2023	1 017 962	28 995
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	19 464	1 003
Exercice d'options	62	4
En circulation au 31 décembre 2023	1 037 488	30 002
Exercice d'options	1 607	99
En circulation au 31 décembre 2024	1 039 095	30 101
Exercice d'options	1 740	117
En circulation au 31 décembre 2025	1 040 835	30 218

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Actions ordinaires après la scission

Le 1^{er} octobre 2024, dans le cadre de la scission, les actionnaires de TC Énergie ont reçu, en échange de chaque action ordinaire de TC Énergie détenue, une nouvelle action ordinaire de TC Énergie et 0,2 action ordinaire de South Bow.

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

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

Depuis le 31 juillet 2023, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Bénéfice net (perte nette) par action de base et dilué(e)

Le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées est calculé en divisant le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités abandonnées par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action comprend des options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TC Énergie et, du 31 août 2022 au 31 juillet 2023, des actions ordinaires pouvant être émises sur le capital autorisé en vertu du RRD.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation aux 31 décembre			
(en millions)	2025	2024	2023
De base	1 040	1 038	1 030
Dilué	1 040	1 038	1 030

Options sur actions

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

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

Au 31 décembre 2025, 3 994 688 actions ordinaires additionnelles étaient réservées pour émission future sur le capital autorisé conformément au régime d'options sur actions de TC Énergie. La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis en tranches égales à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur. Avec prise d'effet en 2024, la société n'émet plus d'options sur actions aux employés et aux dirigeants. La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées et s'est fondée sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

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

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

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

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

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

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

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

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TC Énergie est conçu de manière à accorder au conseil d'administration le temps nécessaire pour explorer et élaborer d'autres propositions visant à maximiser la valeur actionnariale si la société est visée par une offre publique d'achat et à favoriser le traitement équitable des actionnaires, le cas échéant. Chaque action ordinaire est assortie d'un droit qui, dans certaines circonstances, permet à certains actionnaires d'acquérir une action ordinaire additionnelle de la société.

24. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2025	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action ^{1, 2}	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en	Valeur comptable aux 31 décembre ³		
							2025	2024	2023
(en millions de dollars canadiens)									
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	18 424	4,94 % ⁴	1,23475 \$	25,00 \$	31 décembre 2029	Série 2	456	456	360
Série 2	3 576	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	31 décembre 2029	Série 1	83	83	179
Série 3	11 715	4,10 % ⁴	1,0255 \$	25,00 \$	30 juin 2030 ⁶	Série 4	289	246	246
Série 4	2 285	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	30 juin 2030 ⁶	Série 3	54	97	97
Série 5	12 071	1,95 %	0,48725 \$	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 6	294	294	294
Série 6	1 929	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 5	48	48	48
Série 7	24 000	5,99 % ⁴	1,49625 \$	25,00 \$	30 avril 2029	Série 8	589	589	589
Série 9	16 703	5,08 % ⁴	1,27 \$	25,00 \$	30 octobre 2029	Série 10	410	410	442
Série 10	1 297	Variable ⁵	Variable	25,00 \$	30 octobre 2029	Série 9	32	32	—
Série 11	—	—	—	—	—	—	—	244	244
							2 255	2 499	2 499

- Les porteurs d'actions de chaque série paire d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours (le « taux des bons du Trésor » majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8) ou 2,35 % (série 10)). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.
- Les porteurs d'actions de séries impaires d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels dont le taux sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7) ou 2,35 % (série 9).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- Le taux fixe des dividendes a augmenté, passant de 1,69 % à 4,10 % pour les actions privilégiées de série 3 le 30 juin 2025 et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Le taux fixe des dividendes a augmenté, passant de 3,48 % à 4,94 % pour les actions privilégiées de série 1 le 31 décembre 2024, de 3,90 % à 5,99 % pour les actions privilégiées de série 7 le 30 avril 2024 et de 3,76 % à 5,08 % pour les actions privilégiées de série 9 le 30 octobre 2024, et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Aucune action privilégiée de série 7 n'a été convertie à la date de conversion du 30 avril 2024.
- Le taux variable des dividendes trimestriels est de 4,14 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 31 décembre 2025 au 31 mars 2026, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,50 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2025 au 31 mars 2026, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 3,97 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2025 au 30 janvier 2026, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 4,78 % pour les actions privilégiées de série 10 pour la période allant du 30 octobre 2025 au 30 janvier 2026, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- Ajusté au 2 juillet 2030 afin de tenir compte des jours ouvrables applicables.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel cumulatif à taux fixe ou variable, lorsqu'il sera déclaré par le conseil. Sous réserve de certaines conditions, le porteur aura le droit de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite tel qu'il est présenté dans le tableau ci-dessus.

TC Énergie peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. En outre, les actions privilégiées de série 2, de série 4, de série 6 et de série 10 sont rachetables par TC Énergie en tout temps autre qu'à une date désignée à 25,50 \$ l'action plus tous les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

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

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

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

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

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

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

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

exercice clos le 31 décembre 2024	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
(en millions de dollars canadiens)			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	1 582	20	1 602
Reclassement des (gains) pertes de conversion sur l'investissement net à la sortie d'établissements étrangers ¹	(25)	—	(25)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(23)	5	(18)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie (note 27)	46	(11)	35
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(20)	4	(16)
Gains actuariels (pertes actuarielles) latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	107	(24)	83
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(6)	—	(6)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	230	(57)	173
Autres éléments du résultat étendu	1 891	(63)	1 828

1 Représente les gains liés aux écarts de conversion des participations assurant le contrôle et des participations sans contrôle se rapportant à PNGTS. Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2023	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
(en millions de dollars canadiens)			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(1 148)	7	(1 141)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	23	(6)	17
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	97	(23)	74
Gains actuariels (pertes actuarielles) latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(15)	4	(11)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(283)	72	(211)
Autres éléments du résultat étendu	(1 326)	54	(1 272)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composantes, déduction faite des impôts, s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2023	441	(109)	(44)	667	955
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(231)	—	(11)	(195)	(437)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	74	—	(16)	58
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(231)	74	(11)	(211)	(379)
Incidence des participations sans contrôle ²	(527)	—	—	—	(527)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2023	(317)	(35)	(55)	456	49
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	692	35	83	188	998
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	(15)	(16)	(6)	(15)	(52)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	677	19	77	173	946
Incidence des participations sans contrôle ⁴	(21)	—	—	—	(21)
Incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁵	(741)	—	—	—	(741)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2024	(402)	(16)	22	629	233
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(466)	(22)	79	3	(406)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ⁶	—	31	—	(1)	30
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(466)	9	79	2	(376)
Incidence des participations sans contrôle ²	348	—	—	—	348
Incidence de la scission des activités liées aux pipelines de liquides ⁵	542	—	—	—	542
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2025	22	(7)	101	631	747

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassement au titre des écarts de conversion sont présentés déduction faite de pertes liées aux participations sans contrôle de 511 millions de dollars (gains de 903 millions de dollars en 2024; pertes de 366 millions de dollars en 2023).
- 2 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu et l'ajustement attribuables à la participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au moment de sa vente en octobre 2023. Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » et à la note 2 « Conventions comptables » pour un complément d'information.
- 3 Incluent le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuable à la participation assurant le contrôle dans PNGTS qui est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » depuis la vente de PNGTS en août 2024. Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 4 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de 13,01 % de la CFE dans TGNH. Se reporter à la note 29 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 5 Représente le cumul des autres éléments du résultat étendu et l'ajustement attribuables à la scission. Se reporter à la note 4 « Activités abandonnées » et à la note 2 « Conventions comptables » pour un complément d'information.
- 6 Les gains liés aux couvertures de flux de trésorerie présentés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassés dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évalués à 9 millions de dollars (7 millions de dollars après impôts) au 31 décembre 2025. Ces estimations présumant que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2025	2024	2023	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	19	32	(85)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Change	(50)	—	—	Intérêts débiteurs et gains (pertes) de change, montant net
Taux d'intérêt	(12)	(12)	(12)	Intérêts débiteurs
	(43)	20	(97)	Total avant impôts
	12	(4)	23	(Charge) recouvrement d'impôts
	(31)	16	(74)	Après impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	6	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ¹
	—	6	—	Total avant impôts
	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	6	—	Après impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice (perte) découlant des participations	3	19	22	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(2)	(4)	(6)	(Charge) recouvrement d'impôts
	1	15	16	Après impôts
Écarts de conversion				
Gains de conversion à la sortie d'établissements étrangers	—	15	—	Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs
	—	—	—	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	15	—	Après impôts

¹ Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations (recouvrement). Se reporter à la note 26 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

26. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à certains employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient d'ordinaire le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois à cinq années de service consécutives. Depuis le 1^{er} janvier 2019, certaines modifications ont été apportées au régime PD canadien pour les nouveaux participants. Depuis cette date, les prestations versées à ces nouveaux participants sont fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur cinq années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation pour les employés embauchés avant le 1^{er} janvier 2019. Le 1^{er} janvier 2024, les régimes PD canadien ont cessé d'être offerts aux nouveaux participants. Les employés embauchés le 1^{er} janvier 2024 ou après cette date participeront au régime CD canadien.

Le 1^{er} janvier 2025, une modification a été apportée au régime APDR canadien afin qu'il ne soit plus offert aux employés actifs admissibles n'ayant pas pris leur retraite avant le 31 décembre 2024. Tous les employés actifs qui ne satisfont plus au critère d'admissibilité du régime APDR seront admissibles à un nouveau régime qui offre un compte soins de santé annuel aux retraités et à leurs personnes à charge du moment de leur retraite jusqu'à 65 ans.

Le régime PD américain de la société n'est plus offert aux nouveaux participants non syndiqués et tous les nouveaux employés non syndiqués participent désormais au régime CD. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des participants au régime, durée qui était d'environ huit ans au 31 décembre 2025 (neuf ans en 2024; neuf ans en 2023).

La société offre également à ses employés des régimes PD et des régimes d'épargne au Canada, des régimes PD au Mexique, des régimes CD comportant un régime 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs au départ à la retraite autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les gains ou pertes actuariels nets des régimes sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activités des employés, durée qui était d'environ 11 ans au 31 décembre 2025 (12 ans en 2024; 12 ans en 2023). En 2025, la société a passé en charges un montant de 72 millions de dollars (71 millions de dollars en 2024; 64 millions de dollars en 2023) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Dans le cadre de la scission, certains employés de TC Énergie sont devenus des employés de South Bow. Avant la scission, ces employés au Canada et aux États-Unis participaient aux régimes PD, aux régimes CD et aux régimes d'épargne, selon le cas. À compter du 1^{er} octobre 2024, les obligations au titre de régimes PD en ce qui a trait aux employés passant de TC Énergie à South Bow ont été transférées à South Bow. Une demande de transfert d'actifs afférente au régime PD canadien précisant le transfert envisagé des actifs de TC Énergie à South Bow a obtenu l'approbation réglementaire. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, un montant de 105 millions de dollars a été transféré à South Bow. Au 31 décembre 2025, des actifs d'un montant de 17 millions de dollars dans le régime PD canadien étaient toujours entre les mains de la fiducie régissant le régime PD de TC Énergie et ils ont été pris en compte au poste « Actif à court terme découlant des activités abandonnées ». Une obligation correspondante à l'égard de South Bow a été comptabilisée au poste « Passif à court terme découlant des activités abandonnées » au bilan consolidé. La société s'attend à ce que les actifs résiduels soient transférés en totalité vers la mi-2026. Au 31 décembre 2024, les actifs afférents au régime PD américain avaient été transférés en totalité à South Bow.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Régimes PD	—	—	28
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	8	9
Régimes d'épargne et CD	72	71	64
	80	79	101

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en trésorerie, jusqu'à certains seuils. Les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien au 31 décembre 2025 étaient de néant (111 millions de dollars en 2024; 244 millions de dollars en 2023).

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

La situation de capitalisation de la société s'établissait comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 342	3 356	288	285
Coût des services rendus	101	108	1	1
Coût financier	162	160	15	14
Cotisations des employés	11	11	2	2
Prestations versées	(228)	(194)	(22)	(24)
(Gain actuariel) perte actuarielle ²	(80)	(39)	(26)	(5)
Transfert de l'obligation au titre des prestations - South Bow ³	—	(118)	—	(1)
Variations du taux de change	(35)	58	(9)	16
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 273	3 342	249	288
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 948	3 697	339	358
Rendement réel des actifs des régimes	390	485	22	17
Cotisations de l'employeur ^{4,5}	—	—	8	(41)
Cotisations des employés	11	11	2	2
Prestations versées	(228)	(194)	(22)	(25)
Transfert des actifs des régimes - South Bow ³	—	(119)	—	—
Variations du taux de change	(40)	68	(16)	28
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	4 081	3 948	333	339
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	808	606	84	51

- 1 L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.
- 2 L'augmentation inscrite au poste « (Gain actuariel) perte actuarielle » en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à l'augmentation du taux d'actualisation pondéré, qui est passé de 4,90 % en 2024 à 5,10 % en 2025, et à celle du taux de rendement. Le (gain actuariel) la perte actuarielle en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes APDR s'explique avant tout par des changements apportés aux hypothèses démographiques.
- 3 Reflète l'incidence de la scission des activités liées aux Pipelines de liquides le 1^{er} octobre 2024.
- 4 La société a abaissé de 111 millions de dollars (133 millions de dollars en 2024) les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien aux fins de capitalisation.
- 5 L'excédent de néant (49 millions de dollars en 2024) du régime APDR a été transféré afin de pouvoir payer les frais médicaux futurs des employés actifs.

Le tableau qui suit présente les autres actifs des régimes de retraite :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	
	2025	2024
Actifs du régime de TC Énergie à la juste valeur	4 081	3 948
Actifs du régime de South Bow détenus en fiducie ¹	17	110
Actifs des régimes à la juste valeur - à la fin de l'exercice	4 098	4 058

1 Se rapportent au transfert des actifs des régimes à South Bow. Le reliquat des actifs des régimes de retraite South Bow sera ajusté à la juste valeur à la date du transfert. Au 31 décembre 2025, un montant de 17 millions de dollars était pris en compte au poste « Autres actifs à court terme » au titre des activités abandonnées » (110 millions de dollars au poste « Autres actifs à long terme » au titre des activités abandonnées » en 2024).

Les montants constatés au bilan consolidé de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024
Autres actifs à long terme (note 14)	808	606	159	152
Créditeurs et autres	—	—	(6)	(7)
Autres passifs à long terme (note 17)	—	—	(69)	(94)
	808	606	84	51

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui n'étaient pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans les actifs des régimes à la juste valeur susmentionnés.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024
Obligation au titre des prestations projetées ¹	—	—	(76)	(101)
Actifs des régimes à la juste valeur	—	—	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	—	—	(76)	(101)

1 L'obligation au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Obligation au titre des prestations constituées	(3 086)	(3 097)
Actifs des régimes à la juste valeur ¹	4 098	4 058
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	1 012	961

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

Les régimes PD de la société, en ce qui a trait aux obligations au titre des prestations constituées et aux actifs des régimes à la juste valeur, étaient entièrement capitalisés au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024.

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2025	2024	2025
Titres à revenu fixe	45 %	37 %	30 % à 55 %
Titres de participation	40 %	49 %	20 % à 55 %
Autres placements	15 %	14 %	10 % à 35 %
	100 %	100 %	

Les titres à revenu fixe et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société et de ses parties liées, comme suit :

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes	
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024
Titres à revenu fixe	26	44
Titres de participation	2	3

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives, mais ils peuvent servir à couvrir certains passifs.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et APDR évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 27 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Catégorie d'actifs¹										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	130	138	—	—	—	—	130	138	3 %	3 %
Titres de participation :										
Canada	129	128	—	—	—	—	129	128	3 %	3 %
États-Unis	969	1 234	—	—	—	—	969	1 234	22 %	28 %
International	107	182	220	209	—	—	327	391	7 %	9 %
Mondial	—	—	104	100	—	—	104	100	2 %	2 %
Marchés émergents	33	66	132	150	—	—	165	216	4 %	5 %
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	16	55	—	—	16	55	—	1 %
Provincial	—	—	514	312	—	—	514	312	12 %	7 %
Municipal	—	—	19	14	—	—	19	14	—	—
Entreprises	—	—	483	323	—	—	483	323	11 %	7 %
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	147	151	260	255	—	—	407	406	9 %	9 %
Municipal	—	—	1	1	—	—	1	1	—	—
Entreprises	185	246	193	158	—	—	378	404	9 %	9 %
International :										
Gouvernements	3	4	19	17	—	—	22	21	1 %	1 %
Entreprises	—	—	96	66	—	—	96	66	2 %	2 %
Titres adossés à des créances immobilières	40	37	20	23	—	—	60	60	1 %	1 %
Contrats à terme nets	—	—	(184)	(201)	—	—	(184)	(201)	(4 %)	(4 %)
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	292	276	292	276	7 %	6 %
Infrastructure	—	—	—	—	315	282	315	282	7 %	7 %
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	55	32	55	32	1 %	1 %
Dépôts	130	138	—	—	—	—	130	138	3 %	3 %
Instruments dérivés	—	—	3	1	—	—	3	1	—	—
	1 873	2 324	1 896	1 483	662	590	4 431	4 397	100 %	100 %

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

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant impôts)	
Solde au 31 décembre 2023	562
Achats et ventes	(15)
Gains (pertes) réalisés et latents	43
Solde au 31 décembre 2024	590
Achats et ventes	59
Gains (pertes) réalisés et latents	13
Solde au 31 décembre 2025	662

En 2026, les cotisations de la société au titre de la capitalisation des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite devraient être de 8 millions de dollars et celles au titre de la capitalisation des régimes d'épargne et régimes CD devraient se chiffrer à environ 76 millions de dollars, alors qu'aucune cotisation ne devrait être versée pour les régimes PD. La société ne prévoit pas fournir de lettres de crédit supplémentaires pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité en 2026.

Le tableau ci-dessous présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2026	223	22
2027	224	22
2028	226	22
2029	228	21
2030	230	21
2031 à 2035	1 158	98

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé principalement sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2025. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2025	2024	2025	2024
Taux d'actualisation	5,10 %	4,90 %	5,45 %	5,45 %
Taux de croissance de la rémunération	3,05 %	3,05 %	—	—

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Taux d'actualisation	4,90 %	4,75 %	5,15 %	5,45 %	5,15 %	5,45 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,75 %	6,60 %	6,45 %	4,75 %	4,50 %	4,50 %
Taux de croissance de la rémunération	3,05 %	3,15 %	3,25 %	—	—	—

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégories d'actifs et la composition des actifs interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 6,70 % pour 2026. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,85 % d'ici 2036 et demeurera à ce niveau par la suite.

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Coût des services rendus ¹	101	108	93	1	1	3
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	162	160	158	15	14	16
Rendement prévu des actifs des régimes	(250)	(248)	(234)	(16)	(14)	(16)
Amortissement des coûts au titre des services passés	—	—	—	(2)	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	—	—	—	—	(2)	—
	(88)	(88)	(76)	(3)	(2)	—
Coût net des prestations constaté	13	20	17	(2)	(1)	3

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

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2025		2024		2023	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
Perte nette (gain net)	(114)	(13)	(24)	—	71	6

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

exercices clos les 31 décembre	2025		2024		2023	
	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
(en millions de dollars canadiens)						
Amortissement du gain net (de la perte nette) reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net	—	—	6	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(91)	(13)	(101)	(6)	33	(18)
	(91)	(13)	(95)	(6)	33	(18)

27. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

Étant exposée à divers risques financiers, TC Énergie a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur ses résultats, ses flux de trésorerie et, ultimement, sa valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TC Énergie et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques auxquels est exposée TC Énergie sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques, d'audit interne et des secteurs de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influencer sur le résultat de la société, sur ses flux de trésorerie et sur la valeur de ses actifs et passifs financiers. La société évalue les contrats qu'elle conclut dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats dérivés qu'utilise la société afin de contribuer à gérer les risques de marché peuvent comprendre ce qui suit :

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

Risque lié au prix des produits de base

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

- en ce qui a trait à l'entreprise de commercialisation du gaz naturel de la société, TC Énergie conclut des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. La société gère son exposition au risque découlant de ces contrats en recourant à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;
- dans le cadre des activités de production d'électricité de la société, TC Énergie gère son exposition aux fluctuations des prix des produits de base par le truchement de contrats à long terme et d'activités de couverture, dont la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de l'entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel de la société, TC Énergie gère son exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures.

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

Risques physiques et risques de transition

Les risques physiques et les risques de transition liés au climat peuvent influencer sur la demande des actifs de TC Énergie ou leur exploitation, ce qui pourrait avoir des conséquences sur la performance financière de la société. TC Énergie évalue la résilience financière de son portefeuille d'actifs selon une fourchette de niveaux possibles de prix ainsi que selon l'offre et la demande futurs dans le cadre de sa planification stratégique.

TC Énergie gère son exposition aux risques de transition liés au climat et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de son modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faibles risques selon laquelle la majeure partie du bénéfice de TC Énergie est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service et/ou par des contrats à long terme. Les risques physiques et les risques de transition sont pris en compte dans le cadre de la planification du capital, de la gestion des risques d'entreprise, de la gestion des risques financiers et des activités d'exploitation. Par ailleurs, la société s'affaire activement à réduire l'intensité des émissions de méthane découlant de nos actifs de transport et de stockage de gaz naturel.

Risque de taux d'intérêt

TC Énergie a recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer ses activités d'exploitation, ce qui l'expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, TC Énergie verse des intérêts à taux fixe sur sa dette à long terme et des intérêts à taux variable sur sa dette à court terme dont ses programmes de papier commercial et les montants qu'elle prélève sur ses facilités de crédit. Une petite partie de sa dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, la société est exposée au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Elle a recours à un amalgame d'instruments dérivés pour gérer activement ce risque de taux d'intérêt.

Risque de change

Certains secteurs de TC Énergie dégagent la totalité ou une grande partie de leurs résultats en dollars US; comme la société présente ses résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation du dollar US par rapport au dollar canadien peut influencer sur son bénéfice net. Ce risque s'accroît à mesure que les activités de la société libellées en dollars US prennent de l'expansion. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période de report pouvant aller jusqu'à trois ans en avant au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

Une partie des actifs et passifs monétaires relatifs au gazoduc au Mexique de la société est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers des activités que TC Énergie exerce au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US; par conséquent, la fluctuation du peso mexicain par rapport au dollar US peut influencer sur le bénéfice net de la société. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice (de la perte) tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge (du recouvrement) d'impôts. Ces expositions sont gérées activement au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste.

Investissement net dans des établissements étrangers

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

Les justes valeurs et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l’investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre	2025		2024	
	Juste valeur	Montant nominal	Juste valeur ^{1, 2}	Montant nominal
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Swaps de devises de taux d’intérêt en dollars US ³	—	—	(11)	100 US

- 1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.
- 2 Aucun montant n’a été exclu de l’évaluation de l’efficacité des couvertures.
- 3 Le bénéfice net (la perte nette) de 2025 et de 2024 comprenait des gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs à l’état consolidé des résultats.

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

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			
	2025		2024
Montant nominal	25 700 (18 700 US)		26 000 (18 000 US)
Juste valeur	25 800 (18 800 US)		25 700 (17 800 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

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

Il arrive parfois que les contreparties de la société soient mises à rudes épreuves sur le plan financier en raison de la volatilité des prix des produits de base et du marché, de l'instabilité économique et des modifications d'ordre politique ou réglementaire. Outre le fait de surveiller ces situations de près, un certain nombre de facteurs permettent à TC Énergie d'atténuer le risque de crédit lié aux contreparties auquel elle est exposée en cas de défaut, dont les suivants :

- les droits contractuels et recours ainsi que l'utilisation de garanties financières fondées sur des obligations contractuelles;
- les cadres réglementaires en place régissant certaines activités de TC Énergie;
- la position concurrentielle des actifs de la société et la demande pour des services qu'elle offre;
- le recouvrement éventuel de sommes impayées dans le cadre de procédures de mise en faillite et de procédures analogues.

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

L'investissement net de la société dans des contrats de location et certains actifs sur contrats sont considérés comme des actifs financiers qui sont assujettis aux pertes sur créances attendues. La méthode qu'emploie TC Énergie pour évaluer les pertes sur créances attendues afférentes à ces actifs financiers comprend la prise en compte de la probabilité de défaut (probabilité que le client manque à ses obligations), de la perte en cas de défaut (perte économique en proportion du solde de l'actif financier en cas de défaut) et de l'exposition en cas de défaut (solde de l'actif financier au moment du défaut hypothétique) relativement à l'information prospective sur un horizon de un an, qui comprend des hypothèses concernant des conditions macroéconomiques futures selon trois scénarios futurs établis par pondération probabiliste.

Le PIB du Mexique, le ratio dette/PIB du gouvernement mexicain et l'inflation au Mexique sont les facteurs macroéconomiques les plus pertinents pour apprécier la capacité de la société à régler l'investissement net dans des contrats de location et les actifs sur contrats. Les pertes sur créances attendues sont recalculées à chaque date de présentation de l'information financière dans le but de refléter les changements apportés aux hypothèses et aux prévisions concernant la conjoncture future.

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

Exception faite de la provision pour pertes sur créances susmentionnée, la société n'avait, aux 31 décembre 2025 et 2024, aucune perte sur créances importante. Aux 31 décembre 2025 et 2024, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

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

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

aux 31 décembre	2025		2024	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
(en millions de dollars canadiens)				
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme (note 19) ^{1,2}	(46 792)	(47 720)	(47 931)	(48 318)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 20)	(12 094)	(12 061)	(11 048)	(10 824)
	(58 886)	(59 781)	(58 979)	(59 142)

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

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

aux 31 décembre	2025		2024	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
(en millions de dollars canadiens)				
Juste valeur des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	—	94	—	33
Échéant entre 1 an et 5 ans	26	251	3	256
Échéant entre 5 et 10 ans	1 846	4	1 578	—
Échéant à plus de 10 ans	—	16	—	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	1 252	94	1 070	64
	3 124	459	2 651	353

- 1 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société et, en 2025, des fonds ont aussi été mis de côté pour payer les prestations de soins de santé de certains employés actifs.
- 2 Les actifs disponibles à la vente et les titres de participation dont les justes valeurs peuvent être déterminées facilement sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé de la société.
- 3 Classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.
- 4 Classé au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

exercices clos les 31 décembre	2025		2024		2023	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(en millions de dollars canadiens)						
Gains nets latents (pertes nettes latentes)	167	(1)	218	9	179	13
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³	21	22	3	2	(28)	—

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

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

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

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

au 31 décembre 2024					
(en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme (note 7)					
Produits de base ²	18	—	—	287	305
Change	—	—	—	42	42
	18	—	—	329	347
Autres actifs à long terme (note 14)					
Produits de base ²	9	—	—	104	113
Change	—	—	—	9	9
	9	—	—	113	122
Total des actifs dérivés	27	—	—	442	469
Créditeurs et autres (note 16)					
Produits de base ²	(1)	—	—	(291)	(292)
Change	—	—	(11)	(183)	(194)
Taux d'intérêt	—	(21)	—	—	(21)
	(1)	(21)	(11)	(474)	(507)
Autres passifs à long terme (note 17)					
Produits de base ²	(1)	—	—	(46)	(47)
Change	—	—	—	(44)	(44)
Taux d'intérêt	—	(118)	—	—	(118)
	(1)	(118)	—	(90)	(209)
Total des passifs dérivés	(2)	(139)	(11)	(564)	(716)
Total des dérivés	25	(139)	(11)	(122)	(247)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

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

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

aux 31 décembre		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur¹	
(en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		
	2025	2024	2025
Dette à long terme	(4 068)	(3 935)	(22)
			98

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

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

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

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.

au 31 décembre 2024	Électricité	Gaz naturel	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	10 192	53	—	—
Millions de dollars US	—	—	5 648	2 800
Millions de pesos mexicains	—	—	16 750	—
Dates d'échéance	2025-2044	2025-2031	2025-2027	2030-2034

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.

Gains (pertes) latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

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

Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹

Gains (pertes) latents au cours de l'exercice

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

Gains (pertes) réalisés de l'exercice

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

Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture

Gains (pertes) réalisés au cours de l'exercice

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

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

2 En 2025, des gains latents de 2 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 6 millions de dollars en 2024; néant en 2023).

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

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

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

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

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

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2025	2024	2023
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(179)	(126)	(98)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(30)	(52)	(43)
Couvertures de flux de trésorerie			
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (à la perte nette) ^{2,3}			
Produits de base ⁴	19	32	(85)
Change ⁵	(50)	—	—
Taux d'intérêt ¹	(12)	(12)	(12)

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

2 Se reporter à la note 25 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie.

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

4 Présentés au poste « Produits – Énergie et solutions énergétiques » à l'état consolidé des résultats. En 2025, des gains latents de 2 millions de dollars ont été reclassés dans le bénéfice net (la perte nette) depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées (gains latents de 6 millions de dollars en 2024; néant en 2023).

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

Compensation des instruments dérivés

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

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

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

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

au 31 décembre 2024		Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation ¹	Montants nets
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	418	(290)	128	
Change	51	(49)	2	
	469	(339)	130	
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(339)	290	(49)	
Change	(238)	49	(189)	
Taux d'intérêt	(139)	—	(139)	
	(716)	339	(377)	

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

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

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2025, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 5 millions de dollars (position nette créditrice de 10 millions de dollars en 2024), et la société n'a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des activités. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2025, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

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

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

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

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

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

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

au 31 décembre 2024	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	126	214	78	418
Change	—	51	—	51
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(116)	(217)	(6)	(339)
Change	—	(238)	—	(238)
Taux d'intérêt	—	(139)	—	(139)
	10	(329)	72	(247)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

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

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

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

28. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

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

1 Comprend les activités poursuivies et abandonnées.

29. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »)

En août 2024, la société et son partenaire Northern New England Investment Company, Inc., une filiale d'Énergir L.P. (Énergir), ont finalisé la vente de PNGTS à un tiers à un prix d'achat brut d'environ 1,6 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars US), y compris la prise en charge par le tiers de billets de premier rang de 250 millions de dollars US en cours de PNGTS, réparti au prorata des participations dans PNGTS (61,7 % à TC Énergie et 38,3 % à Énergir). La quote-part de la société dans le produit s'est établie à 743 millions de dollars (546 millions de dollars US), déduction faite des coûts de transaction. Le gain de 572 millions de dollars avant impôts (408 millions de dollars US) attribuable à la société a été porté au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé des résultats et le gain attribuable à la société a été de 456 millions de dollars après impôts (323 millions de dollars US). Le gain tient compte des gains de conversion de 15 millions de dollars, qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au poste « Bénéfice net (perte nette) ».

Columbia Gas et Columbia Gulf

En octobre 2023, TC Énergie a mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners (« GIP ») pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). La société détient toujours une participation donnant le contrôle dans ces sociétés et elle demeure l'exploitant de ces gazoducs. TC Énergie et GIP financeront chacune leur quote-part des dépenses en immobilisations annuelles visant la maintenance, la modernisation et les projets de croissance approuvés au moyen des flux de trésorerie générés en interne, de financements par emprunt par les entités de Columbia ou d'apports proportionnels de leur part.

La vente a été comptabilisée comme une transaction sur les capitaux propres, dont un montant de 9,5 milliards de dollars (6,9 milliards de dollars US) a été porté au poste « Participations sans contrôle » pour tenir compte de la variation de 40 % de la participation de la société dans Columbia Gulf et Columbia Gas. L'écart entre la participation sans contrôle comptabilisée et la contrepartie reçue a été porté en diminution du surplus d'apport de 3,5 milliards de dollars (3,0 milliards de dollars US), déduction faite des impôts et des coûts de transaction, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Au 31 décembre 2024, en lien avec la contrepartie éventuelle comprise dans la vente, TC Énergie a comptabilisé une distribution spéciale non récurrente en faveur de GIP d'un montant de 33 millions de dollars (23 millions de dollars US), ou de 24 millions de dollars (17 millions de dollars US) après les impôts, qui a été inscrite dans le surplus d'apport.

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

Gazoducs - Mexique

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca

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

Énergie et solutions énergétiques

Parcs éoliens au Texas

Au cours du premier semestre de 2023, TC Énergie a acquis 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna (« Fluvanna ») et le parc éolien Blue Cloud (« Blue Cloud »), respectivement. Un investisseur en avantages fiscaux détient 100 % des participations de catégorie A de chacun de ces actifs d'exploitation, et un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie lui est attribué. Les participations des investisseurs en avantages fiscaux ont été comptabilisées à titre de participations sans contrôle d'une juste valeur globale estimative de 222 millions de dollars (167 millions de dollars US).

TC Énergie a déterminé que le recours à la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, qui permet de répartir le bénéfice entre la société et les investisseurs en avantages fiscaux, était appropriée étant donné que le bénéfice, les attributs fiscaux et les flux de trésorerie générés par Fluvanna et par Blue Cloud sont répartis entre les détenteurs de participations de catégorie A et B sur une base autre que le pourcentage de participation.

La société calcule le bénéfice qu'elle tire de ces projets par application de la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable, selon la façon dont les projets répartiraient et distribueraient leur trésorerie si les actifs nets étaient vendus à leur valeur comptable à la date de présentation de l'information financière aux termes des dispositions des conventions d'avantages fiscaux.

TC Énergie a déterminé qu'elle détient une participation financière conférant le contrôle dans les deux projets et elle a consolidé les entités acquises en tant qu'entités comportant droit de vote. La participation des investisseurs en avantages fiscaux a été comptabilisée à titre de participations sans contrôle d'une juste valeur estimative de 106 millions de dollars (80 millions de dollars US) pour Fluvanna et de 116 millions de dollars (87 millions de dollars US) pour Blue Cloud. Ces transactions sont comptabilisées comme des acquisitions d'actifs et, par conséquent, elles n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'un écart d'acquisition.

30. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

TC Énergie et ses sociétés liées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des activités. Les achats effectués en vertu de ces contrats se sont chiffrés à 340 millions de dollars en 2025 (347 millions de dollars en 2024; 335 millions de dollars en 2023).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire de durées allant jusqu'à 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2025, la capacité totale prévue en vertu des CAE était d'environ 750 MW, la production étant assujettie à la disponibilité en termes d'exploitation et à des facteurs afférents à la capacité. Ces CAE ne répondent pas à la définition de contrats de location ou de dérivés. Les paiements futurs de même que le calendrier de versements ne peuvent être raisonnablement estimés puisqu'ils sont tributaires du moment où certaines installations sous-jacentes seront mises en service et de la quantité d'électricité produite. Certains de ces engagements d'achat comportent la conclusion de ventes compensatoires dans le cadre de CAE visant l'ensemble ou une partie de la production connexe provenant de l'installation.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts. Au 31 décembre 2025, TC Énergie avait des engagements au titre des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,8 milliard de dollars, soit principalement 0,6 milliard de dollars dans son secteur Gazoducs – États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés à ANR et à d'autres projets de gazoducs.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2025, la société avait constaté quelque 6 millions de dollars (8 millions de dollars en 2024) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état en cours pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TC Énergie et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cours normal des activités. La société évalue continuellement toutes les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation, afin de déterminer si elles répondent aux exigences en matière d'obligations d'information ou de comptabilisation d'une perte éventuelle.

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

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

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

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

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

Coentreprise Macro Spiecapag Coastal GasLink Joint Venture

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

Garanties

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

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

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

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

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

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

31. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

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

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

EDDV non consolidées

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

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

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

2 TC Énergie est soumise à l'obligation contractuelle de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink en finançant les besoins de capitaux propres résiduels de Coastal GasLink LP par l'intermédiaire de la capacité supplémentaire du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts. En décembre 2024, TC Énergie a effectué des apports en capitaux propres de 3 137 millions de dollars à Coastal GasLink LP, qui a affecté cette somme au remboursement, en faveur de TC Énergie, de l'encours 3 147 millions de dollars aux termes de la convention de prêt subordonné. Le remboursement a permis de ramener l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 228 millions de dollars. En octobre 2025, TC Énergie a effectué des apports en capitaux propres supplémentaires de 65 millions de dollars à Coastal GasLink LP, ce qui a réduit à 163 millions de dollars l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné. En plus de la convention de prêt subordonné, TC Énergie a conclu une convention d'apports de capitaux propres permettant de financer jusqu'à 37 millions de dollars de sa quote-part des besoins en capitaux propres relatifs aux projet Cedar Link.