

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 2023 et 2022 et met en évidence les changements importants survenus entre 2022 et 2021, 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 2023 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'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte 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'acquitte 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



Joel E. Hunter
Vice-président directeur et chef des finances

Le 15 février 2024

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 2023 et 2022, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2023, 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 2023 et 2022, 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 2023 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 2023, 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 15 février 2024, 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 présentées ci-après sont les éléments découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été communiqués 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 notre part. La présentation des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant les questions critiques de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur les questions critiques de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elles se rapportent.

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

Comme il est mentionné aux notes 2 et 8 afférentes aux états financiers consolidés, 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 circonstance 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.

Comme il est prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre la société et Coastal GasLink LP seront principalement fournis par TC Énergie en tant que commanditaire de Coastal GasLink LP, la société a effectué des évaluations au cours des trois premiers trimestres de 2023 qui ont révélé que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable et qu'il s'agissait de pertes de valeur durables. En conséquence, la société a comptabilisé une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023. La juste valeur a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans qui comprend des hypothèses liées aux coûts en capital estimatifs, aux taux d'actualisation et aux plans de financement à long terme (collectivement, les « hypothèses clés »).

Nous avons déterminé que l'évaluation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP en date du 30 septembre 2023 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 la participation. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette estimation 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, notamment les contrôles permettant à la société de déterminer la juste valeur de la participation et son évaluation des hypothèses clés. Nous avons recalculé les coûts en capital estimatifs en comparant le budget afférent au projet aux coûts réels engagés au 30 septembre 2023. Nous avons également comparé les montants alloués au projet dans le budget aux rapports d'avancement du projet et aux rapports d'étape soumis par les partenaires de Coastal GasLink LP. Nous avons comparé les hypothèses utilisées dans les plans de financement à long terme avec les données accessibles au public pour des transactions de financement comparables et les rapports de financement fournis aux partenaires de Coastal GasLink LP. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidés :

- à évaluer la méthode d'évaluation employée par la direction en la comparant à des méthodes utilisées pour évaluer d'autres entités en phase d'aménagement;
- à évaluer les taux d'actualisation utilisés par la direction dans le cadre de l'évaluation en les comparant à des fourchettes de taux d'actualisation établies de façon indépendante à l'aide de 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 15 afférentes aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia s'élevait à 9 708 millions de dollars au 31 décembre 2023. La société soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, pourrait avoir subi une perte de valeur. En ce qui a trait à l'unité d'exploitation Columbia, la société a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en date du 30 juin 2023 (le « test de dépréciation du 30 juin 2023 ») dans le cadre du processus ayant mené à la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») (la « transaction »). Le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition nécessite de calculer la juste valeur d'une unité d'exploitation et de comparer cette valeur obtenue à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. La juste valeur est estimée 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, à un multiple d'évaluation et à un taux d'actualisation (collectivement, les « hypothèses clés »). Il a été déterminé en date du 30 juin 2023 que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia, y compris les unités Columbia Gas et Columbia Gulf, était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'a pas fait l'objet d'une dépréciation, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable était inférieur à 10 %.

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'écart d'acquisition 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. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette estimation 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, notamment les contrôles permettant à la société de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia et son évaluation des hypothèses clés. Nous avons comparé les prévisions de la société afférentes aux produits et aux dépenses en immobilisations ayant servi pour le test de dépréciation de l'écart d'acquisition quantitatif précédent aux résultats réels pour 2023 afin d'évaluer la capacité de la société à établir des prévisions avec précision. Nous avons évalué les prévisions de la société en matière de produits et de dépenses en immobilisations dans le cadre du test de dépréciation du 30 juin 2023 en les comparant aux résultats réels pour 2023 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. Nous avons également inspecté les ententes associées à la transaction ayant été conclues en vue d'évaluer si les modalités de clôture et la valeur économique de la transaction étaient conformes aux hypothèses clés et à la juste valeur obtenue au moyen du modèle des flux de trésorerie actualisés. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidé :

- à évaluer la détermination d'un multiple d'évaluation par la société en le comparant à des transactions récentes sur le marché portant sur des actifs comparables, observées de façon indépendante, et à des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer le taux d'actualisation utilisés par la direction dans le cadre de l'appréciation en le comparant à une fourchette de taux d'actualisation établie de façon indépendante à l'aide de données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer l'estimation par la société de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia en la comparant à des données de marché accessibles au public et à des paramètres d'évaluation pour des entités comparables.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition des unités d'exploitation Columbia et ANR

Comme il est mentionné aux notes 2 et 15 afférentes aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition des unités d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») et American Natural Resources (« ANR ») s'élevait respectivement à 9 708 millions de dollars et à 2 570 millions de dollars au 31 décembre 2023. La société soumet l'écart d'acquisition à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'une unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, pourrait avoir subi une perte de valeur. La société a procédé à des appréciations qualitatives pour déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent que l'écart d'acquisition des unités d'exploitation Columbia et ANR a subi une perte de valeur. Ces appréciations qualitatives ont été faites en date du 31 décembre 2023.

Nous avons déterminé que l'évaluation des indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition ou des facteurs qualitatifs pour ce qui est des unités d'exploitation Columbia et ANR constituait une question critique de l'audit. L'appréciation de l'incidence potentielle que ces facteurs qualitatifs peuvent avoir sur la juste valeur d'une unité d'exploitation nécessite l'exercice d'un jugement subjectif de la part de l'auditeur. Les facteurs qualitatifs englobent la conjoncture macroéconomique, les considérations du secteur et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation, les facteurs de coûts, les résultats financiers historiques et prévus, les événements propres aux unités d'exploitation, ce qui a nécessité un degré plus élevé de jugement de la part de l'auditeur pour procéder à l'évaluation. Ces facteurs qualitatifs auraient pu avoir une incidence importante sur l'appréciation qualitative faite par la société et donner lieu à la nécessité éventuelle de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. 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 au processus d'appréciation de la société à l'égard de la dépréciation de l'écart d'acquisition, notamment les contrôles qui permettent de déterminer les facteurs qualitatifs potentiels. Nous avons évalué l'appréciation faite par la société des changements liés à des événements qui ont été relevés par rapport à nos connaissances relatives aux changements liés à des événements propres obtenues dans le cadre d'autres procédures d'audit. Nous avons évalué l'information contenue dans les rapports d'analyse du secteur de l'énergie et des services publics, y compris des prévisions en matière de consommation mondiale d'énergie et de production de gaz naturel, laquelle a été comparée aux considérations du marché et aux considérations géopolitiques utilisées par la société. Nous avons comparé les multiples d'évaluation et les taux d'actualisation courants, les facteurs de coûts ainsi que les résultats financiers historiques et prévus des unités d'exploitation, y compris l'incidence des projets de croissance nouvellement approuvés, par rapport aux hypothèses utilisées dans le cadre des tests de dépréciation quantitatifs de l'écart d'acquisition effectués au cours d'une période précédente. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidé :

- à évaluer la détermination des multiples d'évaluation par la société en les comparant à des transactions récentes sur le marché portant sur des actifs comparables, observées de façon indépendante, et en utilisant des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer les taux d'actualisation utilisés par la direction dans le cadre de l'appréciation en les comparant à une fourchette de taux d'actualisation établie de façon indépendante à l'aide de données de marché accessibles au public pour des entités comparables.

KPMG A.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 15 février 2024

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 2023, 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 2023, 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 2023 et 2022, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2023, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 15 février 2024 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 » du rapport de gestion de la société ci-joint, 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.

KPMG A.R.L. / S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 15 février 2024

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2023	2022	2021
Produits (note 6)			
Gazoducs – Canada	5 173	4 764	4 519
Gazoducs – États-Unis	6 229	5 933	5 233
Gazoducs – Mexique	846	688	605
Pipelines de liquides	2 667	2 668	2 306
Énergie et solutions énergétiques	1 019	924	724
	15 934	14 977	13 387
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	1 377	1 054	898
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (notes 8 et 12)	(2 100)	(3 048)	—
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	4 887	4 932	4 098
Achats de produits de base revendus	517	534	87
Impôts fonciers	897	848	774
Amortissement	2 778	2 584	2 522
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres (notes 7 et 15)	(4)	453	2 775
	9 075	9 351	10 256
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	—	30
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 21)	3 263	2 588	2 360
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(575)	(369)	(267)
(Gains) pertes de change, montant net (note 23)	(320)	185	(10)
Intérêts créditeurs et autres	(242)	(146)	(190)
	2 126	2 258	1 893
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166
Charge (recouvrement) d'impôts (note 20)			
Exigibles	931	415	305
Reportés	11	174	(185)
	942	589	120
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle (note 24)	146	37	91
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	2 922	748	1 955
Dividendes sur les actions privilégiées	93	107	140
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 829	641	1 815
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire (note 25)			
De base	2,75 \$	0,64 \$	1,87 \$
Dilué	2,75 \$	0,64 \$	1,86 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,72 \$	3,60 \$	3,48 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 25)			
De base	1 030	995	973
Dilué	1 030	996	974

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)	2023	2022	2021
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(1 141)	1 494	(108)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	17	(36)	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	—	(39)	(10)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	74	42	55
Gains actuariels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(11)	63	158
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	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(211)	867	535
Autres éléments du résultat étendu (note 27)	(1 272)	2 397	642
Résultat étendu	1 796	3 182	2 688
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(220)	45	81
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 016	3 137	2 607
Dividendes sur les actions privilégiées	93	107	140
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 923	3 030	2 467

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)	2023	2022	2021
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	3 068	785	2 046
Amortissement	2 778	2 584	2 522
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres (notes 7 et 15)	(4)	453	2 775
Impôts reportés (note 20)	11	174	(185)
(Bénéfice) perte découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	(1 377)	(1 054)	(898)
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (notes 8 et 12)	2 100	3 048	—
Distributions provenant des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	1 254	1 025	975
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 28)	(17)	(29)	(5)
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs	—	—	(30)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(367)	(248)	(191)
(Gains) pertes latent(e)s sur les instruments financiers (note 29)	(342)	135	194
Provision pour pertes sur créances attendues (note 29)	(83)	163	—
Pertes de change sur un prêt à une société liée (note 13)	—	28	41
Autres	40	(50)	(67)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 30)	207	(639)	(287)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	7 268	6 375	6 890
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 5)	(8 007)	(6 678)	(5 924)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 5)	(142)	(49)	—
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 5, 8 et 12)	(4 149)	(3 433)	(1 210)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 31)	(307)	—	—
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net (notes 8 et 13)	250	(11)	(239)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 7)	10	571	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	33	—	35
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	23	2 632	73
Montants reportés et autres	2	(41)	(447)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(12 287)	(7 009)	(7 712)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(6 299)	766	1 003
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	15 884	2 508	10 730
Remboursements sur la dette à long terme	(3 772)	(1 338)	(7 758)
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (notes 24 et 31)	5 328	—	—
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 7)	—	—	(633)
Dividendes sur les actions ordinaires	(2 787)	(3 192)	(3 317)
Dividendes sur les actions privilégiées	(92)	(106)	(141)
Distributions aux participations sans contrôle	(124)	(44)	(74)
Distributions sur les titres de catégorie C (note 7)	(49)	(43)	(16)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	4	1 905	148
Actions privilégiées rachetées (note 26)	—	(1 000)	(500)
Gains (pertes) sur règlement d'instruments financiers	—	23	(10)
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	(15)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	8 093	487	(88)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	94	53
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 058	(53)	(857)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	620	673	1 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	3 678	620	673

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 678	620
Débiteurs	4 209	3 624
Stocks	982	936
Autres actifs à court terme (note 9)	2 503	2 152
	11 372	7 332
Immobilisations corporelles (note 10)	80 569	75 940
Investissement net dans des contrats de location (note 11)	2 263	1 895
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 12)	10 314	9 535
Placements restreints	2 636	2 108
Actifs réglementaires (note 14)	2 330	1 910
Écart d'acquisition (note 15)	12 532	12 843
Autres actifs à long terme (note 16)	3 018	2 785
	125 034	114 348
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 17)	—	6 262
Créditeurs et autres (note 18)	6 987	7 149
Dividendes à payer	979	930
Intérêts courus	913	668
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 21)	2 938	1 898
	11 817	16 907
Passifs réglementaires (note 14)	4 806	4 520
Autres passifs à long terme (note 19)	1 015	1 017
Passifs d'impôts reportés (note 20)	8 125	7 648
Dette à long terme (note 21)	49 976	39 645
Billets subordonnés de rang inférieur (note 22)	10 287	10 495
	86 026	80 232
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 25)	30 002	28 995
Émises et en circulation :		
31 décembre 2023 – 1 037 millions d'actions		
31 décembre 2022 – 1 018 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 26)	2 499	2 499
Surplus d'apport	—	722
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)	(2 997)	819
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 27)	49	955
Participations assurant le contrôle	29 553	33 990
Participations sans contrôle (note 24)	9 455	126
	39 008	34 116
	125 034	114 348

Engagements, éventualités et garanties (note 32)

Entités à détenteurs de droits variables (note 33)

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)	2023	2022	2021
Actions ordinaires (note 25)			
Solde au début de l'exercice	28 995	26 716	24 488
Actions émises :			
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	1 003	342	—
Exercice d'options sur actions	4	183	165
Aux termes d'une offre publique, déduction faite des frais d'émission	—	1 754	—
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 24)	—	—	2 063
Solde à la fin de l'exercice	30 002	28 995	26 716
Actions privilégiées (note 26)			
Solde au début de l'exercice	2 499	3 487	3 980
Rachat d'actions	—	(988)	(493)
Solde à la fin de l'exercice	2 499	2 499	3 487
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	722	729	2
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	9	(7)	(6)
Cession d'une participation, déduction faite des coûts de transaction (note 24)	(3 537)	—	—
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	2 806	—	—
Remboursement de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL et émission de titres de catégorie C (note 7)	—	—	737
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	(398)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 7)	—	—	394
Solde à la fin de l'exercice	—	722	729
Bénéfices non répartis (déficit cumulé)			
Solde au début de l'exercice	819	3 773	5 367
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	2 922	748	1 955
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 839)	(3 595)	(3 409)
Dividendes sur les actions privilégiées	(93)	(95)	(133)
Reclassement du déficit inscrit dans le surplus d'apport aux bénéfices non répartis (déficit cumulé)	(2 806)	—	—
Rachat d'actions privilégiées	—	(12)	(7)
Solde à la fin de l'exercice	(2 997)	819	3 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 27)			
Solde au début de l'exercice	955	(1 434)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(379)	2 389	652
Incidence des participations sans contrôle (note 24)	(527)	—	—
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	353
Solde à la fin de l'exercice	49	955	(1 434)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	29 553	33 990	33 271
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	126	125	1 682
Cession d'une participation (note 24)	9 451	—	—
Participations sans contrôle découlant de l'acquisition de parcs éoliens au Texas (note 24)	222	—	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	146	37	90
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(366)	8	(10)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(124)	(44)	(74)
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 24)	—	—	(1 563)
Solde à la fin de l'exercice	9 455	126	125
Total des capitaux propres	39 008	34 116	33 396

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 cinq secteurs, soit Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides 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, du pétrole brut 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 40 596 km (25 226 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 50 088 km (31 123 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 2 895 km (1 798 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur Pipelines de liquides est constitué surtout des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs actuellement en service d'une longueur de 4 865 km (3 024 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur Énergie et solutions énergétiques est principalement constitué des participations de la société dans environ 4 600 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.

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. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les 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.

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

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 lorsque les hypothèses sous-jacentes à ces estimations comptables portent sur des éléments fort incertains au moment où les estimations et jugements sont établis ou elles sont de nature subjective. Ces estimations et jugements comprennent notamment :

- la juste valeur de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP (note 8);
- l'évaluation des indices de dépréciation de l'écart d'acquisition et de la juste valeur des unités d'exploitation comportant un écart d'acquisition (note 15);
- le recours à des estimations et jugements pour évaluer la juste valeur de Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et de Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf ») (note 15).

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 :

- l'évaluation des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL et des titres de catégorie C (note 7);
- la recouvrabilité et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 10);
- la répartition de la contrepartie entre les composantes locatives et non locatives d'un contrat qui contient un contrat de location (note 11);
- 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 11 et 29);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation qui ne sont pas mentionnées précédemment (note 12);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 14);
- les hypothèses utilisées pour évaluer le passif au titre des mesures environnementales correctives lié au bris du réseau d'oléoducs Keystone (note 18);
- la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 19);
- 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 20);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 28);
- la juste valeur des instruments financiers (note 29);
- la juste valeur des actifs du parc éolien Fluvanna et du parc éolien Blue Cloud (les « parcs éoliens au Texas ») (note 31);
- les engagements et provisions au titre des éventualités et garanties (note 32).

TC Énergie continue d'évaluer les effets des changements climatiques sur les états financiers consolidés. Les cadres et les initiatives réglementaires inhérents aux facteurs ESG 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 et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de la Régie de l'énergie du Canada (« REC »), de l'Alberta Energy Regulator ou de la British Columbia Oil and Gas Commission. Les gazoducs et les pipelines de liquides 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 de réglementation de l'énergie (« CRE »). 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. La CATR ne s'applique pas aux pipelines de liquides de la société, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ces réseaux n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

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 ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

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 contrats que la société a conclus avec des clients englobent des ententes de capacité et des contrats de transport visant les gazoducs et les pipelines de liquides, des contrats de production d'électricité et de stockage de gaz naturel ainsi que d'autres contrats.

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 pétrole brut, 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.

Autres actifs

La société s'est engagée par contrat à fournir des services de construction de gazoduc à une entité qu'elle détient partiellement contre des frais d'aménagement. Ces frais sont considérés comme une contrepartie variable en raison des dispositions de remboursement que prévoit le contrat. La société comptabilise son estimation de la contrepartie variable la plus probable à laquelle elle aura droit. Les frais d'aménagement sont constatés au fil du temps à mesure que les services sont fournis selon la méthode fondée sur les intrants en fonction d'une estimation du niveau d'activité.

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 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 services et produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont respectivement 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 approuvés par la CRE 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 de certains pipelines loués. Les produits tirés de ces services sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat.

Pipelines de liquides

Ententes de capacité et transport

Les produits tirés des pipelines de liquides de la société sont générés surtout en fonction des ententes de capacité ferme offertes aux clients visant le transport du pétrole brut. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de pétrole brut et au transport de celui-ci sur une base mensuelle. Les produits tirés de ces ententes sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats sans égard aux volumes de pétrole brut transportés. Les produits afférents aux services interruptibles ou aux services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux pipelines de liquides sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du pétrole brut qu'elle transporte pour les clients.

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. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour les clients.

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 pétrole brut exclusif en transit, 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 0,75 % 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 un crédit correspondant est inscrit 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.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur Pipelines de liquides 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 se situant entre 2 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles sont amorties à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations 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.

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 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 que 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 et réservoirs de liquides des terminaux 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 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. 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 des créances locatives 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 que représente la valeur actuelle tant des paiements de loyers futurs que de la valeur résiduelle estimative de l'actif loué. 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 une 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 une 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 une 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 une analyse 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. Tant l'écart d'acquisition cédé que la tranche de l'écart d'acquisition devant être conservée feront l'objet d'un test de dépréciation de l'écart d'acquisition.

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 classés comme étant disponibles à la vente 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 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, aux pipelines de liquides 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, elle comptabilise un actif 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

Le régime d'options sur actions de TC Énergie permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires. Les options sur actions attribuées sont 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 recouverts 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. 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 instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de 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 dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

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 d'actifs ou de passifs 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 comptables futures

Impôts sur le bénéfice

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

Informations sectorielles

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

Contrats de location

En mars 2023, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent la comptabilisation des améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun. Les directives exigent des preneurs à bail qu'ils amortissent les améliorations locatives associées à des contrats de location entre entités sous contrôle commun sur leur durée de vie utile au sein du groupe sous contrôle commun et que ces améliorations locatives soient comptabilisées comme un transfert entre entités sous contrôle commun à la fin du contrat de location. Des informations supplémentaires sont requises lorsque la durée de vie utile des améliorations locatives au sein du groupe sous contrôle commun est supérieure à la durée du contrat de location connexe. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2024 et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'adoption anticipée étant permise. La société adoptera les directives sur une base prospective à compter du 1^{er} janvier 2024, ce qui ne devrait pas avoir d'incidence significative sur ses états financiers consolidés.

4. SCISSION DES ACTIVITÉS LIÉES AUX PIPELINES DE LIQUIDES

Le 27 juillet 2023, TC Énergie a annoncé son intention de se scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission proposée de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « scission ») et, le 8 novembre 2023, la société a indiqué que la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides se nommerait South Bow Corporation (« South Bow »). En plus de l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, la scission est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, de l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et du respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. TC Énergie prévoit que la scission sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la scission, les actionnaires de TC Énergie conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de South Bow. Le nombre d'actions ordinaires de South Bow devant être distribuées aux actionnaires de TC Énergie sera déterminé avant la clôture de la scission. Cette transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour les actionnaires canadiens et américains de TC Énergie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a engagé des coûts avant impôts de 40 millions de dollars (34 millions de dollars après impôts) à l'égard de la scission des activités liées aux pipelines de liquides, ce qui comprend des coûts internes se rapportant à la scission, des honoraires juridiques, des honoraires de fiscalité et d'audit, ainsi que d'autres honoraires de consultation comptabilisés dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2023							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergé- tiques	Siège social ¹	Total
Produits	5 173	6 229	846	2 667	1 019	—	15 934
Produits intersectoriels	—	101	—	—	22	(123) ²	—
	5 173	6 330	846	2 667	1 041	(123)	15 934
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	220	324	78	67	688	—	1 377
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(2 100)	—	—	—	—	—	(2 100)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 756)	(1 660)	(39)	(836)	(603)	7 ²	(4 887)
Achats de produits de base revendus	—	(56)	—	(437)	(24)	—	(517)
Impôts fonciers	(302)	(473)	—	(116)	(6)	—	(897)
Amortissement	(1 325)	(934)	(89)	(338)	(92)	—	(2 778)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	4	—	—	4
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(90)	3 531	796	1 011	1 004	(116)	6 136
Intérêts débiteurs							(3 263)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							575
Gains (pertes) de change, montant net							320
Intérêts créditeurs et autres							242
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							4 010
(Charge) recouvrement d'impôts							(942)
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'investissement ³							
Dépenses en immobilisations	2 953	2 536	2 292	49	144	33	8 007
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	49	1 080	33	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 des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

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

exercice clos le 31 décembre 2022							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergé- tiques	Siège social ¹	Total
Produits	4 764	5 933	688	2 668	924	—	14 977
Produits intersectoriels	—	132	—	—	12	(144) ²	—
	4 764	6 065	688	2 668	936	(144)	14 977
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	18	292	122	55	539	28 ³	1 054
Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	(3 048)	—	—	—	—	—	(3 048)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 679)	(1 856)	(221)	(756)	(544)	124 ²	(4 932)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	(512)	(22)	—	(534)
Impôts fonciers	(297)	(426)	—	(121)	(4)	—	(848)
Amortissement	(1 198)	(887)	(98)	(329)	(72)	—	(2 584)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	(571)	—	118	—	—	(453)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(1 440)	2 617	491	1 123	833	8	3 632
Intérêts débiteurs							(2 588)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							369
Gains (pertes) de change, montant net ³							(185)
Intérêts créditeurs et autres							146
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							1 374
(Charge) recouvrement d'impôts							(589)
Bénéfice net (perte nette)							785
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(37)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							748
Dividendes sur les actions privilégiées							(107)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							641
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	3 274	2 137	1 027	106	93	41	6 678
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	—	49	—	49
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁵	1 445	—	—	37	752	—	2 234
	4 719	2 137	1 027	143	894	41	8 961

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés au poste « Gains (pertes) de change, montant net » par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'ils ont été remboursés en totalité à l'échéance. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

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

5 Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans le secteur Siège social à hauteur de 1,2 milliard de dollars ont été compensés par les autres distributions des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour un montant équivalent, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2021							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergé- tiques	Siège social ¹	Total
Produits	4 519	5 233	605	2 306	724	—	13 387
Produits intersectoriels	—	145	—	—	14	(159) ²	—
	4 519	5 378	605	2 306	738	(159)	13 387
Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	244	119	71	411	41 ³	898
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 567)	(1 393)	(55)	(700)	(455)	72 ²	(4 098)
Achats de produits de base revendus	—	—	(3)	(84)	—	—	(87)
Impôts fonciers	(289)	(367)	—	(113)	(5)	—	(774)
Amortissement	(1 226)	(791)	(109)	(318)	(78)	—	(2 522)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	—	—	(2 775)	—	—	(2 775)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	—	—	—	13	17	—	30
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 449	3 071	557	(1 600)	628	(46)	4 059
Intérêts débiteurs							(2 360)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							267
Gains (pertes) de change, montant net ³							10
Intérêts créditeurs et autres							190
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice							2 166
(Charge) recouvrement d'impôts							(120)
Bénéfice net (perte nette)							2 046
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(91)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle							1 955
Dividendes sur les actions privilégiées							(140)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires							1 815
Dépenses d'investissement⁴							
Dépenses en immobilisations	2 629	2 611	129	488	32	35	5 924
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	108	209	—	83	810	—	1 210
	2 737	2 820	129	571	842	35	7 134

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le bénéfice (la perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés au poste « Gains (pertes) de change, montant net » par les pertes et gains de change correspondants sur les soldes à recevoir des sociétés liées. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » 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)	2023	2022
Actif total par secteurs		
Gazoducs – Canada	29 782	27 456
Gazoducs – États-Unis	50 499	50 038
Gazoducs – Mexique	12 003	9 231
Pipelines de liquides	15 490	15 587
Énergie et solutions énergétiques	9 525	8 272
Siège social	7 735	3 764
	125 034	114 348

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Produits			
Canada – marché intérieur	5 360	4 942	4 603
Canada – exportations	1 403	1 322	1 226
États-Unis	8 325	8 025	6 953
Mexique	846	688	605
	15 934	14 977	13 387

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Immobilisations corporelles		
Canada	28 583	27 232
États-Unis	44 609	43 505
Mexique	7 377	5 203
	80 569	75 940

6. PRODUITS

Ventilation des produits

exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	5 141	5 107	442	2 115	—	12 805
Électricité	—	—	—	—	427	427
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	32	874	125	3	363	1 397
	5 173	5 981	567	2 118	790	14 629
Produits tirés de contrats de location-vente ³	—	—	279	—	—	279
Autres produits ⁴	—	248	—	549	229	1 026
	5 173	6 229	846	2 667	1 019	15 934

- 1 Comprennent 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 Comprennent 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. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « 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. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Les autres produits comprennent les produits tirés des contrats de location-exploitation, des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » et à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 696	4 621	507	1 983	—	11 807
Électricité	—	—	—	—	490	490
Stockage de gaz naturel et autres ^{1,2}	68	1 298	54	4	391	1 815
	4 764	5 919	561	1 987	881	14 112
Produits tirés de contrats de location-vente ³	—	—	127	—	—	127
Autres produits ^{4,5}	—	14	—	681	43	738
	4 764	5 933	688	2 668	924	14 977

- 1 Comprennent des produits de 68 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 Comprennent des produits de 37 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. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « 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. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.
- 4 Les autres produits comprennent les produits tirés des contrats de location-exploitation, des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » et à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 5 Les autres produits du secteur Gazoducs – États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la Loi H.R.1 intitulée Tax Cuts and Jobs Act (la « réforme fiscale aux États-Unis »). Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2021						
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 432	4 139	576	2 025	—	11 172
Électricité	—	—	—	—	324	324
Stockage de gaz naturel et autres ¹	87	1 057	29	5	278	1 456
	4 519	5 196	605	2 030	602	12 952
Autres produits ^{2,3}	—	37	—	276	122	435
	4 519	5 233	605	2 306	724	13 387

- 1 Comprennent des produits de 87 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 Les autres produits comprennent les produits tirés des contrats de location-exploitation, des activités de commercialisation et des instruments financiers de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » et à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.
- 3 Les autres produits du secteur Gazoducs – États-Unis comprennent l'amortissement des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 14 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	Poste visé au bilan consolidé
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 832	1 907	Débiteurs
Actifs sur contrats (note 9)	151	155	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme (note 16)	457	355	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹ (note 18)	69	62	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme ¹ (note 19)	12	32	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, des produits de 64 millions de dollars (51 millions de dollars en 2022) 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 et les passifs sur contrats à long terme représentent surtout des produits non gagnés relatifs à des services visés par des contrats. Aux termes du contrat de transport regroupé, le passif sur contrats actuels et futurs se rapportant aux gazoducs de TGNH mis en service est déduit de certains soldes d'actifs sur contrats. Le montant net du passif sur contrats en résultant est réglé lors de la comptabilisation de l'investissement net dans des contrats de location au bilan consolidé au moment de la mise en service du gazoduc.

Produits futurs affectés aux obligations de prestations qui restent à remplir

Au 31 décembre 2023, les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme ainsi que de contrats de stockage de gaz naturel et d'autres contrats qui échoient jusqu'en 2055 se sont chiffrés à environ 22,9 milliards de dollars, dont une tranche de 4,9 milliards de dollars devrait être comptabilisée en 2024.

Une part importante des produits de la société est considérée comme étant limitée et, par conséquent, elle n'est pas prise en compte dans les produits futurs ci-dessus du fait que cette dernière recourt aux mesures de simplification suivantes :

- la mesure de simplification afférente au droit de facturer s'applique à toutes ses ententes de capacité à tarifs réglementés relatives aux gazoducs aux États-Unis et à certaines de ses ententes relatives aux gazoducs au Mexique de même qu'aux produits transférables;
- la mesure de simplification afférente à une contrepartie variable s'applique aux produits variables suivants :
 - aux produits tirés des services de transport interruptibles du fait que les volumes ne peuvent pas être estimés;
 - aux produits générés par les ententes de capacité relatives aux pipelines de liquides en fonction des volumes de liquides transportés;
 - aux produits tirés de contrats de production d'électricité afférents aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société;
- la mesure de simplification afférente aux contrats dont l'échéance est d'au plus un an. De plus, les produits futurs provenant des contrats de capacité ferme réglementés du secteur Gazoducs – Canada de la société tiennent compte des produits fixes seulement pour les intervalles de temps au cours desquels les droits approuvés en vertu des règlements tarifaires sont en vigueur. Les produits futurs excluent les produits locatifs provenant des projets de gazoducs au Mexique de la société qui n'ont pas été mis en service.

7. KEYSTONE XL

Charge de dépréciation d'actifs et autres

Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a mis fin au projet d'oléoduc Keystone XL et soumis la participation dans ce projet à un test de dépréciation en 2021. La société a donc déterminé que la valeur comptable de ces actifs dans le secteur Pipelines de liquides n'était plus entièrement recouvrable et elle a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon, de 2 775 millions de dollars (2 134 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. La charge de dépréciation d'actifs correspond à l'excédent de la valeur comptable de 3 301 millions de dollars sur la juste valeur estimative de 175 millions de dollars.

exercice clos le 31 décembre 2021	Juste valeur estimative des immobilisations corporelles	Charge de dépréciation d'actifs et autres	
(en millions de dollars canadiens)		Avant impôts	Après impôts
Charge de dépréciation d'actifs			
Immobilisations corporelles	175	412	312
Projets d'investissement connexes en cours d'aménagement	—	230	175
Autres coûts capitalisés	—	2 158	1 642
Intérêts capitalisés	—	326	248
	175	3 126	2 377
Autres			
Recouvrements contractuels	s. o.	(693)	(525)
Obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon	s. o.	342	282
	175	2 775	2 134

La juste valeur estimative de 175 millions de dollars afférente aux immobilisations corporelles au 31 décembre 2021 a été calculée à partir du prix qui a été obtenu à la vente de ces actifs dans leur état actuel et elle sera mise à jour au besoin. Les hypothèses clés qui ont été utilisées initialement pour déterminer le prix de vente tenaient compte d'une période estimative de deux ans visant la cession ainsi que la demande en cours du marché de l'énergie. Dans le cadre de l'évaluation, une gamme de prix de vente potentiels a été prise en compte selon divers marchés sur lesquels ces actifs pourraient être cédés et des données non observables ont été utilisées. Par conséquent, la juste valeur est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs.

En 2023, la société a obtenu un montant de 10 millions de dollars (571 millions de dollars en 2022) afférent à ses recouvrements contractuels, ce qui a porté le solde résiduel à 117 millions de dollars au 31 décembre 2023 (130 millions de dollars au 31 décembre 2022).

En 2022, la société a révisé son estimation afférente aux obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris, ce qui a fait en sorte de réduire la charge de dépréciation d'actifs de 54 millions de dollars. L'estimation n'a fait l'objet d'aucune révision en 2023. La société a versé un montant de 2 millions de dollars en 2023 (24 millions de dollars en 2022; 192 millions de dollars en 2021) afférent aux obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon. Au 31 décembre 2023, le solde résiduel se chiffrait à 45 millions de dollars (48 millions de dollars au 31 décembre 2022).

En 2023, la société a vendu des immobilisations corporelles d'une valeur comptable d'environ 63 millions de dollars (25 millions de dollars en 2022; 16 millions de dollars en 2021), ce qui s'est traduit par un gain de 36 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022; néant en 2021) qui a été inscrit dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres à l'état consolidé des résultats.

La société a constaté un recouvrement d'impôts de 14 millions de dollars en 2023 (charge de 96 millions de dollars en 2022) par suite de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à l'oléoduc Keystone XL.

Participation sans contrôle rachetable et dette à long terme

En mars 2020, la société a annoncé qu'elle irait de l'avant avec la construction de l'oléoduc Keystone XL. Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a investi 1 033 millions de dollars sous forme de titres de catégorie A au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Le 4 janvier 2021, la société a mis en place une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, qui est entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours contre la société. Le 8 janvier 2021, la société a exercé son option d'achat auprès du gouvernement de l'Alberta conformément aux modalités contractuelles et versé 633 millions de dollars (497 millions de dollars US) pour racheter les titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta détenus par certaines filiales du projet Keystone XL. Cette transaction a été financée au moyen de prélèvements sur la facilité de crédit liée au projet. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la société a effectué des prélèvements sur la facilité de crédit de projet liée à Keystone XL totalisant 1 028 millions de dollars (849 millions de dollars US). Par suite de l'annulation du projet d'oléoduc Keystone XL, le gouvernement de l'Alberta a remboursé la totalité de l'encours en juin 2021 conformément aux modalités de la garantie, et la facilité de crédit a été résiliée par la suite. De plus, en juin 2021, la société a racheté le reste des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta pour un montant nominal qui a été comptabilisé comme une transaction sur les capitaux propres, donnant lieu à un montant de 394 millions de dollars qui a été porté dans le surplus d'apport. Dans le cadre de l'entente, TC Énergie a émis pour 91 millions de dollars de titres de catégorie C visant des filiales de Keystone XL, ce qui a conféré au gouvernement de l'Alberta le droit de toucher tout produit afférent à la liquidation d'actifs précis du projet Keystone XL. La totalité du montant de 91 millions de dollars (déduction faite des distributions) a été prise en compte dans les créiteurs et autres au bilan consolidé. En 2023, la société a établi que les distributions sur les titres de catégorie C seraient supérieures à 91 millions de dollars et elle a accru de 32 millions de dollars la valeur comptable de ces titres. Un montant correspondant a été porté dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres à l'état consolidé des résultats. La résiliation de la facilité de crédit de projet, déduction faite de l'émission des titres de catégorie C, a donné lieu à un montant de 937 millions de dollars (737 millions de dollars après impôts) qui a été comptabilisé dans le surplus d'apport en 2021. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a versé au gouvernement de l'Alberta des distributions de 49 millions de dollars (43 millions de dollars en 2022; 16 millions de dollars en 2021) sur les titres de catégorie C.

8. COASTAL GASLINK

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

En juillet 2022, des ententes modifiées ont été conclues entre Coastal GasLink LP, LNG Canada, TC Énergie ainsi que ses partenaires dans Coastal GasLink LP (collectivement, les « ententes de juillet 2022 »). Ces modifications comportaient des révisions aux modalités convenues entre LNG Canada et Coastal GasLink LP ainsi qu'aux dispositions en matière de financement entre les partenaires dans Coastal GasLink LP.

Comme il est prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et les partenaires de Coastal GasLink LP seront principalement fournis par TC Énergie en tant que commanditaire de Coastal GasLink LP aux termes des ententes de juillet 2022, la société a effectué des évaluations au cours des trois premiers trimestres de 2023 qui ont révélé, pour chaque période visée par l'évaluation, que la juste valeur de sa participation dans Coastal GasLink LP était inférieure à sa valeur comptable et qu'il s'agissait de pertes de valeur durables. En conséquence, la société a comptabilisé une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts (1 943 millions de dollars après impôts) au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023 au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada (3 048 millions de dollars et 2 643 millions de dollars après impôts en 2022). Au 31 décembre 2023, la valeur comptable de la participation dans Coastal GasLink LP se chiffrait à 294 millions de dollars (néant en 2022), ce qui reflète l'encours prélevé sur le prêt subordonné, déduction faite des dépréciations, en date du 31 décembre 2023 et les autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 2 020 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée au 31 décembre 2023 s'élevait à 5 148 millions de dollars (4 586 millions de dollars après impôts).

Un recouvrement d'impôts reportés a été comptabilisé à l'égard de la charge de dépréciation avant impôts, déduction faite de certaines pertes fiscales latentes. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

Au 31 décembre 2023, TC Énergie prévoyait financer un montant supplémentaire de 0,9 milliard de dollars par suite de l'estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, ce qui cadre avec le coût en capital qui a été inclus dans le calcul de la dépréciation en date du 30 septembre 2023. Au 31 décembre 2023, il n'y avait eu aucun événement ni changement de circonstances depuis le 30 septembre 2023 révélant une incidence significative sur la juste valeur estimative de la participation de la société dans Coastal GasLink LP.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans et classée dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le modèle des flux de trésorerie actualisés est particulièrement sensible aux hypothèses relatives au coût en capital estimatif du gazoduc Coastal GasLink, d'environ 14,5 milliards de dollars (14,5 milliards de dollars en 2022), au taux d'actualisation et aux plans de financement à long terme.

Les autres hypothèses prises en compte dans le modèle des flux de trésorerie actualisés comprennent les modalités convenues ainsi que les dispositions de prorogation contenues dans les contrats de transport intervenus entre Coastal GasLink LP et les participants à la coentreprise LNG Canada, les projets d'expansion potentiels et la date d'achèvement prévue.

Convention de prêt subordonné

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP. Cette convention de prêt a été modifiée lors de la conclusion des ententes de juillet 2022 et les prélèvements subséquents sur ce prêt effectués par Coastal GasLink LP seront fournis au moyen d'un prêt portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché servant à financer le coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Le montant total consenti aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP s'élevait à 3,4 milliards de dollars, dont un montant de 2,5 milliards de dollars ayant été prélevé au 31 décembre 2023.

Coastal GasLink LP remboursera l'encours de ce prêt à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. La société s'attend à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement fournis par TC Énergie. Les montants prélevés sur ce prêt postérieurement à la conclusion des ententes modifiées en juillet 2022 sont considérés comme des apports de capitaux propres de fait et sont présentés au poste « Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Les remboursements de capital et d'intérêts sur ce prêt, lesquels devraient être financés surtout par TC Énergie, seront comptabilisés comme une distribution à la société provenant de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation une fois qu'ils seront reçus.

Le tableau suivant présente les variations de l'encours de ce prêt :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Encours au début de l'exercice	250	238
Montants consentis	2 520	112
Remboursements	(250)	(100)
Encours à la fin de l'exercice	2 520	250
Dépréciation au cours de l'exercice	(2 020)	(250)
Valeur comptable à la fin de l'exercice	500	—

9. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Juste valeur des contrats dérivés (note 29)	1 285	614
Tranche à court terme de l'investissement net dans des contrats de location (note 11)	306	291
Actifs sur contrats (note 6)	151	155
Tranche à court terme du recouvrement de la provision environnementale liée à Keystone (note 18)	150	410
Trésorerie donnée en garantie	120	106
Crédits d'émission	94	36
Charges payées d'avance	92	118
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 7)	83	86
Actifs réglementaires (note 14)	76	67
Actifs de Keystone XL destinés à la vente	58	122
Autres	88	147
	2 503	2 152

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre	2023			2022		
(en millions de dollars canadiens)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	20 232	6 855	13 377	18 119	6 285	11 834
Postes de compression	6 603	2 349	4 254	6 265	2 224	4 041
Postes de comptage et autres	1 589	830	759	1 518	769	749
	28 424	10 034	18 390	25 902	9 278	16 624
En construction	787	—	787	1 552	—	1 552
	29 211	10 034	19 177	27 454	9 278	18 176
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 729	7 996	2 733	10 472	7 852	2 620
Postes de compression	4 437	3 354	1 083	4 328	3 247	1 081
Postes de comptage et autres	729	308	421	692	285	407
	15 895	11 658	4 237	15 492	11 384	4 108
En construction	147	—	147	269	—	269
	16 042	11 658	4 384	15 761	11 384	4 377
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	2 846	1 682	1 164	1 984	1 624	360
En construction	23	—	23	455	—	455
	2 869	1 682	1 187	2 439	1 624	815
	48 122	23 374	24 748	45 654	22 286	23 368
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	12 952	1 247	11 705	12 471	1 069	11 402
Postes de compression	5 310	559	4 751	5 190	495	4 695
Postes de comptage et autres	4 074	372	3 702	4 026	346	3 680
	22 336	2 178	20 158	21 687	1 910	19 777
En construction	771	—	771	659	—	659
	23 107	2 178	20 929	22 346	1 910	20 436
ANR						
Pipeline	2 117	657	1 460	2 066	641	1 425
Postes de compression	3 928	773	3 155	3 785	734	3 051
Postes de comptage et autres	1 625	458	1 167	1 666	440	1 226
	7 670	1 888	5 782	7 517	1 815	5 702
En construction	404	—	404	328	—	328
	8 074	1 888	6 186	7 845	1 815	6 030

aux 31 décembre	2023			2022		
(en millions de dollars canadiens)	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
Columbia Gulf	3 600	256	3 344	3 511	224	3 287
GTN	2 992	1 295	1 697	2 964	1 239	1 725
Great Lakes	2 359	1 401	958	2 367	1 387	980
Autres ²	2 071	800	1 271	1 928	760	1 168
	11 022	3 752	7 270	10 770	3 610	7 160
En construction	584	—	584	328	—	328
	11 606	3 752	7 854	11 098	3 610	7 488
	42 787	7 818	34 969	41 289	7 335	33 954
Gazoducs – Mexique³						
Pipeline	2 280	387	1 893	2 299	348	1 951
Postes de compression	370	79	291	374	59	315
Postes de comptage et autres	482	123	359	487	113	374
	3 132	589	2 543	3 160	520	2 640
En construction	4 823	—	4 823	2 547	—	2 547
	7 955	589	7 366	5 707	520	5 187
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 569	2 212	7 357	9 777	2 056	7 721
Matériel de pompage	1 096	312	784	1 064	288	776
Réservoirs et autres	3 658	913	2 745	3 723	859	2 864
	14 323	3 437	10 886	14 564	3 203	11 361
En construction	54	—	54	96	—	96
	14 377	3 437	10 940	14 660	3 203	11 457
Pipelines en Alberta	203	25	178	199	19	180
	14 580	3 462	11 118	14 859	3 222	11 637
Énergie et solutions énergétiques						
Production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel	1 239	637	602	1 260	642	618
Stockage de gaz naturel et autres	845	256	589	820	238	582
Production d'énergies renouvelables	581	19	562	—	—	—
	2 665	912	1 753	2 080	880	1 200
En construction	153	—	153	80	—	80
	2 818	912	1 906	2 160	880	1 280
Siège social						
	909	447	462	900	386	514
	117 171	36 602	80 569	110 569	34 629	75 940

1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP et la portion canadienne de Great Lakes.

2 Ces données comprennent Portland, North Baja, Tuscarora, Crossroads et l'entreprise d'exploitation des minéraux.

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a décomptabilisé un montant de 407 millions de dollars (2 319 millions de dollars en 2022) au titre des immobilisations corporelles et inscrit un actif correspondant associé à l'investissement net dans des contrats de location se rapportant aux gazoducs de TGNH mis en service. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Contrats de location » pour un complément d'information.

11. 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)	2023	2022
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	118	106
Produits tirés de la sous-location	(4)	(5)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	114	101

1 Ces coûts 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)	2023	2022
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	72	67
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	84	49

aux 31 décembre		
	2023	2022
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	13 ans	8 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,3 %	3,5 %

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Moins de un an	72	68
Entre un an et deux ans	68	65
Entre deux et trois ans	66	62
Entre trois et quatre ans	59	60
Entre quatre et cinq ans	58	54
Plus de cinq ans	225	187
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	548	496
Intérêt théorique	(89)	(63)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	459	433

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)	2023	2022
Créditeurs et autres	58	54
Autres passifs à long terme (note 19)	401	379
	459	433

Au 31 décembre 2023, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 437 millions de dollars (415 millions de dollars en 2022), 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 2024 et 2026.

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.

Par ailleurs, la société loue des réservoirs de liquides qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation.

La tranche fixe des produits tirés des contrats de location-exploitation qu'a comptabilisés la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 s'est établie à 116 millions de dollars (118 millions de dollars en 2022; 126 millions de dollars en 2021).

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)	2023	2022
Moins de un an	113	113
Entre un an et deux ans	94	111
Entre deux et trois ans	70	94
Entre trois et quatre ans	—	70
	277	388

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation s'élevaient respectivement à 796 millions de dollars et à 370 millions de dollars au 31 décembre 2023 (respectivement 802 millions de dollars et 360 millions de dollars en 2022).

Contrats de location-vente

Le 4 août 2022, TC Énergie a annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »), la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Cette alliance regroupe les contrats de transport conclus précédemment entre TGNH, la filiale de TC Énergie au Mexique, et la CFE relativement aux gazoducs de la société situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs Tamazunchale, Villa de Reyes et Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars US qui se prolonge jusqu'en 2055.

Le contrat de transport regroupé contient un contrat de location comportant de multiples composantes locatives et non locatives. Les composantes locatives représentent la capacité disponible pour la CFE fournie par les gazoducs mis en service lesquels, au 31 décembre 2023, comprenaient les gazoducs Tamazunchale, les tronçons nord et latéral du gazoduc Villa de Reyes et le tronçon est du gazoduc Tula. 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.

Le contrat de transport regroupé confère à la CFE la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de chacun des actifs mis en service ayant été identifiés; par conséquent, les contrats de location prévus dans le contrat de transport regroupé sont classés en tant que contrats de location-vente.

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.

En 2023, la société a comptabilisé un investissement net additionnel de 407 millions de dollars dans des contrats de location (2 319 millions de dollars en 2022) afin de refléter les actifs associés aux contrats de location-vente mis en service. Au début des contrats de location, la société exerce son jugement afin de déterminer si la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable et d'établir la valeur résiduelle des contrats de location en fonction des actifs à tarifs réglementés liés aux gazoducs de TGNH.

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)	2023	2022
Investissement net dans des contrats de location		
Paievements minimaux futurs au titre de la location	9 627	9 457
Produits locatifs non gagnés	(7 006)	(7 132)
Créances locatives	2 621	2 325
Provision pour pertes sur créances attendues ¹	(76)	(150)
Valeur actualisée de la valeur résiduelle non garantie	24	11
	2 569	2 186
Tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme (note 9)	(306)	(291)
	2 263	1 895

1 Comprend des pertes de change de néant (1 million de dollars en 2022).

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)	2023	2022
Moins de un an	305	291
Entre un an et deux ans	305	291
Entre deux et trois ans	305	291
Entre trois et quatre ans	305	291
Entre quatre et cinq ans	305	291
Plus de cinq ans	8 102	8 002
	9 627	9 457

Les paiements de loyers futurs augmenteront lorsque les actifs associés aux contrats de location-vente seront mis en service.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a inscrit des produits tirés de contrats de location-vente de 279 millions de dollars (127 millions de dollars en 2022) dans les produits du secteur Gazoducs – Mexique.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la société a comptabilisé un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 73 millions de dollars (charge de 149 millions de dollars en 2022; néant en 2021), qui a été inscrit dans les coûts d'exploitation des centrales et autres associés à l'investissement net dans des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

12. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2023	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	
		2023	2022	2021	2023	2022
Gazoducs – Canada						
TQM ¹	50,0 %	17	17	12	166	165
Coastal GasLink ¹	35,0 %	203	1	—	294	—
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border	50,0 %	101	92	80	599	516
Millennium	47,5 %	109	103	91	476	500
Iroquois	50,0 %	98	77	55	227	237
Autres	Divers	16	20	18	120	122
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas	60,0 %	78	150	160	1 078	1 050
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ¹	50,0 %	53	54	54	932	964
Port Neches Link LLC ^{2,3}	74,9 %	13	—	—	124	149
HoustonLink Pipeline ¹	50,0 %	1	1	1	18	19
Northern Courier ^{1,4}	néant	—	—	16	—	—
Énergie et solutions énergétiques						
Bruce Power ¹	48,3 %	690	537	411	6 242	5 783
Autres	Divers	(2)	2	—	38	30
		1 377	1 054	898	10 314	9 535

1 Classée en tant qu'EDDV. Il y a lieu de se reporter à la note 33 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

2 Classée en tant qu'EDDV en 2021.

3 En décembre 2023, TC Énergie a vendu une participation de 20,1 % dans Port Neches Link LLC.

4 En novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 31 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Païement incitatif versé à Coastal GasLink

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 LNG Canada à la fin de 2023. Ces avancées confèrent à Coastal GasLink LP le droit de recevoir un paiement incitatif de 200 millions de dollars de LNG Canada. TC Énergie, en tant que promoteur de projet, comptabilise en totalité le montant qui a été réglé au moyen d'une distribution en trésorerie le 12 février 2024 conformément aux modalités contractuelles convenues entre les partenaires de Coastal GasLink LP. La société a comptabilisé le paiement incitatif au poste « Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et un montant correspondant a été porté au poste « Débiteurs » au bilan consolidé.

Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la société a annoncé qu'elle s'attendait à une hausse importante des coûts du projet de gazoduc Coastal GasLink. Le 1^{er} 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 des besoins de financement connexes de la société étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. La société a donc effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. La société a également effectué des évaluations pour chacun des trois premiers trimestres de 2023, qui ont permis de déterminer que sa participation avait subi une perte de valeur durable. Une dépréciation de 2 100 millions de dollars avant impôts (1 943 millions de dollars après impôts) et de 3 048 millions de dollars avant impôts (2 643 millions de dollars après impôts) a donc été comptabilisée pour les exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022, respectivement. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » 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 2023, 2022 et 2021 se sont établies comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Distributions			
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 254	1 025	975
Remboursements sur la dette de Sur de Texas ^{1,2}	—	2 404	73
Autres ¹	23	228	—
	1 277	3 657	1 048
Apports¹			
Apports à Coastal GasLink	3 231	1 414	92
Financement par emprunt de Sur de Texas ²	—	1 199	—
Apports à d'autres participations comptabilisés à la valeur de consolidation	918	820	1 118
	4 149	3 433	1 210

1 Inclut dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

2 Représentent la quote-part de TC Énergie dans les exigences de financement par emprunt de Sur de Texas et les remboursements subséquents. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Bénéfice			
Produits	6 425	5 891	5 447
Charges d'exploitation et autres charges	(3 450)	(3 390)	(3 293)
Bénéfice net	2 584	2 147	1 859
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	1 377	1 054	898

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Bilan		
Actif à court terme	3 526	3 414
Actif à long terme	42 933	37 713
Passif à court terme	(2 431)	(2 856)
Passif à long terme	(21 895)	(17 690)

Au 31 décembre 2023, la valeur comptable cumulative des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de la société était inférieur de 183 millions de dollars (299 millions de dollars en 2022) 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. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

13. PRÊTS À DES 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 dont les services ont été retenus pour aménager et exploiter le gazoduc Coastal GasLink.

Facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue

La société a conclu avec Coastal GasLink LP une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée en vue d'assurer des liquidités à court terme additionnelles et la souplesse du financement dans le cadre du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offre une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars (100 millions de dollars en 2022) et l'encours était de néant aux 31 décembre 2023 et 2022. Les charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent n'ont pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

Convention de prêt subordonné

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP qui a été modifiée le 28 juillet 2022. Au 31 décembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3,4 milliards de dollars (1,3 milliard de dollars en 2022) et l'encours était de 2 520 millions de dollars (250 millions de dollars en 2022). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, un montant de 2 020 millions de dollars (250 millions de dollars en 2022) a été inscrit à titre de dépréciation. Se reporter à la note 8 « Coastal GasLink LP » pour un complément d'information.

Sur de Texas

TC Énergie détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la détention du gazoduc Sur de Texas dont elle est l'exploitant. En 2017, TC Énergie a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise portant intérêt à un taux variable; la facilité de 1,2 milliard de dollars a été entièrement remboursée à l'échéance, soit le 15 mars 2022.

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

exercices clos les 31 décembre				
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	—	19	87	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(19)	(87)	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	—	(28)	(41)	(Gains) pertes de change, montant net
Gains de change ¹	—	28	41	Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur Siège social.

2 Inclus dans le secteur Gazoducs – Mexique.

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

14. 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 en lien avec les tarifs établis par les organismes de réglementation, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services réglementés. L'environnement concurrentiel fait en sorte qu'il est probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouverts. 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 recouverts 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 « Loi sur la REC »). L'Agence d'évaluation d'impact du Canada continue d'évaluer les projets désignés.

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.

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. Les tarifs demandés 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 exploité en vertu du règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement offre au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil spécifié et un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec ses clients.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité en vertu de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 »). En avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité (le « règlement 2021-2026 visant le réseau principal ») qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2021. À l'instar du règlement précédent, le règlement 2021-2026 visant le réseau principal reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaires 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 2021-2026 visant le réseau principal. Une partie du CACT a commencé à être amortie en 2023 conformément aux modalités décrites dans le règlement 2021-2026 visant le réseau principal lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement ont été atteints. Tout comme le CACT, le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») et le compte d'ajustement provisoire ont été utilisés pour recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service au cours du règlement précédent et ils sont amortis sur la durée de vie du règlement 2021-2026 et de la décision de 2014, respectivement.

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 a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en février 2021 et a obtenu l'approbation de la FERC en février 2022. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} avril 2025. Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2026. Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement ont été remboursés aux clients, intérêts compris, au deuxième trimestre de 2022.

Par ailleurs, Columbia Gas maintient un programme de modernisation approuvé par la FERC prévoyant le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi additionnel jusqu'à concurrence de 1,2 milliard de dollars US sur une période de quatre ans jusqu'en 2024 pour moderniser le réseau de Columbia Gas, rehaussant ainsi l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service.

ANR Pipeline

ANR Pipeline a été exploitée, jusqu'au 31 juillet 2022, en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en 2016. Pour satisfaire aux conditions du règlement de 2016, ANR Pipeline a déposé, en janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport. En décembre 2022, ANR Pipeline a déposé une entente de règlement (entente de règlement de 2022 visant ANR) auprès de la FERC. L'entente de règlement de 2022 visant ANR porte sur l'entente intervenue entre ANR Pipeline, ses clients et le personnel de la FERC pour résoudre des questions en suspens concernant le dossier tarifaire original déposé en janvier 2022 qui a pris effet en août 2022. Le règlement de 2022 visant ANR a été approuvé par la FERC le 11 avril 2023. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} novembre 2025. ANR devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} août 2028. Au cours du deuxième trimestre de 2023, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients.

Columbia Gulf

Columbia Gulf est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en décembre 2019 (le « règlement de 2019 visant Columbia Gulf ») selon lequel Columbia Gulf est tenue de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 31 janvier 2027. Le règlement de 2019 visant Columbia Gulf prévoyait un moratoire qui a pris fin en août 2022. En juillet 2023, préalablement à son obligation de déposer un dossier tarifaire général en vertu du règlement de 2019 visant Columbia Gulf, Columbia Gulf est parvenue à un règlement avec ses clients qui prendra effet le 1^{er} mars 2024 et elle a obtenu l'approbation de la FERC en août 2023 (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 approuvé par la FERC en février 2018 qui n'impose aucun moratoire. Toutefois, Great Lakes était tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 31 mars 2022.

En mars 2022, Great Lakes a déposé un règlement tarifaire (le « règlement de 2022 visant Great Lakes ») auprès de la FERC qui satisfait aux obligations énoncées dans le règlement de 2017 qu'a déposé Great Lakes pour s'assurer que les tarifs entrent en vigueur au plus tard en octobre 2022. Le règlement de 2022 visant Great Lakes qu'a approuvé la FERC en avril 2022 maintient les tarifs maximums de transport existants de Great Lakes jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement de 2022 visant Great Lakes prévoit un moratoire jusqu'au 31 octobre 2025. Great Lakes sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 30 avril 2025, ces nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} novembre 2025.

Tuscarora

Tuscarora est exploitée en vertu des tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en août 2019. En vertu de ce règlement, Tuscarora était tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 1^{er} février 2023. Tuscarora a déposé, en juillet 2022, un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums devant entrer en vigueur le 1^{er} février 2023, et pouvant faire l'objet d'un remboursement. Le 24 mars 2023, Tuscarora a déposé une entente de règlement auprès de la FERC, qui a été approuvée le 6 septembre 2023.

Gas Transmission Northwest

Gas Transmission Northwest (« GTN ») est exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC le 18 novembre 2021 (le « règlement de 2021 visant GTN »). Le règlement de 2021 visant GTN satisfait aux obligations énoncées dans les règlements tarifaires de 2015 et de 2018 qu'a déposés GTN pour s'assurer que les tarifs entrent en vigueur au plus tard le 1^{er} janvier 2022 et proroge, à leurs niveaux actuels, les tarifs maximums de transport existants. Les taux d'amortissement annuels de GTN demeurent inchangés. Le règlement de 2021 visant GTN prévoit un moratoire jusqu'au 31 décembre 2023. De plus, le règlement de 2021 visant GTN permet à GTN de recouvrer des paiements versés dans les États de l'Oregon et de Washington au titre des taxes sur les émissions de gaz à effet de serre et sur le carbone. GTN est tenue de déposer une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} avril 2024. GTN a donc déposé, le 29 septembre 2023, un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2024, et pouvant faire l'objet d'un remboursement.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TC Énergie au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. Les tarifs en vigueur relativement aux gazoducs au Mexique de TC Énergie sont conformes à la réglementation économique de la CRE prévoyant le recouvrement des coûts, dont un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)			
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	s. o.	2 204	1 817
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	29	2
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,3}	s. o.	54	28
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	1-6	11	19
Autres	s. o.	108	111
		2 406	1 977
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 9)		76	67
		2 330	1 910
Passifs réglementaires			
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁵	s. o.	2 355	2 014
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁶	s. o.	1 137	1 197
Comptes d'ajustement à court terme et de stabilisation des droits du réseau principal au Canada ^{7,8}	s. o.	437	284
Compte d'ajustement provisoire du réseau principal au Canada ⁷	7	376	429
Coût de retrait des installations ⁹	s. o.	351	337
Impôts reportés ¹	s. o.	198	181
Compte d'ajustement à long terme du réseau principal au Canada ^{7,10}	3	111	149
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ¹¹	s. o.	42	43
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	23	50
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	s. o.	6	10
Autres	s. o.	54	99
		5 090	4 793
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 18)		284	273
		4 806	4 520

- 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 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.
- 4 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.
- 5 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.
- 6 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.
- 7 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.
- 8 Aux termes du règlement 2021-2026 visant le réseau principal, une partie du CACT a commencé à faire l'objet d'un amortissement en 2023 du fait que les seuils prédéfinis ont été atteints, sur la durée précisée dans l'entente de règlement.
- 9 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.
- 10 Aux termes du règlement 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.
- 11 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 42 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2023 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

15. 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)	2023		2022	
	Dollars canadiens	Dollars US	Dollars canadiens	Dollars US
Columbia Pipeline Group, Inc.	9 708	7 351	9 948	7 351
ANR	2 570	1 946	2 634	1 946
Great Lakes	161	122	165	122
North Baja	63	48	65	48
Tuscarora	30	23	31	23
	12 532	9 490	12 843	9 490

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

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis
Solde au 1 ^{er} janvier 2022	12 582
Charge de dépréciation de Great Lakes	(571)
Variations des taux de change	832
Solde au 31 décembre 2022	12 843
Variations des taux de change	(311)
Solde au 31 décembre 2023	12 532

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2023, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de toutes les unités d'exploitation sous-jacentes, à l'exception des unités d'exploitation Tuscarora et North Baja. Elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de ces unités d'exploitation excédait leur valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition.

Columbia

Dans le cadre de son programme de sortie d'actifs annoncé en 2022, la société a réalisé la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf le 4 octobre 2023. Dans le cadre du processus menant à la vente, la société a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en date du 30 juin 2023.

L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans l'analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition de la société est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à l'unité d'exploitation Columbia, la société a effectué une analyse au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et elle a appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et un multiple de la valeur faisant appel à des estimations et des jugements importants. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia, comprenant les unités Columbia Gas et Columbia Gulf, était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'était pas déprécié, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable était inférieur à 10 %. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Columbia.

La société a évalué les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia entre le 30 juin 2023 et le 31 décembre 2023 et elle a déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur demeurerait supérieure à la valeur comptable, écart d'acquisition compris.

North Baja et Tuscarora

La société a choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 63 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation North Baja en date du 31 décembre 2023, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018. La société a également choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 30 millions de dollars afférent à l'unité d'exploitation Tuscarora, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test quantitatif effectué en date du 31 décembre 2018 et du règlement ultérieur du dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de la NGA déposé par Tuscarora en 2023. Il a été établi que la juste valeur de North Baja et celle de Tuscarora dépassaient leur valeur comptable respective, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2023.

Great Lakes

En mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement préalable au dépôt avec ses clients et déposé un règlement tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes duquel Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025. La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses grâce à une analyse au moyen du modèle des flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Il a été déterminé que la juste valeur estimative de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, et qu'une charge de dépréciation était nécessaire. En conséquence, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant impôts (531 millions de dollars après impôts) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 au titre du secteur Gazoducs – États-Unis, qui est prise en compte dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres à l'état consolidé des résultats. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great-Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 31 décembre 2022. Il existe un risque que d'autres réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. La majeure partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes a été affectée à l'écart d'acquisition non déductible et le recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars était attribuable à la partie de l'écart d'acquisition qui était déductible aux fins de l'impôt. L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans l'analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition de la société est classée au niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs. Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à chacune des unités d'exploitation, la société a eu recours aux flux de trésorerie futurs prévus et appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque faisant appel à des estimations et jugements importants.

Programme de sortie d'actifs

TC Énergie a fait des avancées pour ce qui est du déploiement de son programme de sortie d'actifs annoncé en 2022, qui pourrait viser la cession d'unités d'exploitation ou de parties de celles-ci. Ces cessions pourraient porter sur des actifs comportant un écart d'acquisition. L'écart d'acquisition pourrait faire l'objet d'une dépréciation advenant le cas où une transaction de vente indiquerait une valeur inférieure à la valeur estimative précédente. En cas de vente partielle de ces actifs, le produit prévu sera pris en compte dans l'évaluation, par la direction, de la juste valeur des participations conservées et de tout écart d'acquisition associé. La société continuera d'évaluer d'autres occasions de rotation du capital.

16. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Actifs d'impôts reportés (note 20)	1 332	1 070
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 28)	518	563
Actifs de contrat à long terme (note 6)	457	355
Projets d'investissement en cours d'aménagement	237	99
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 29)	155	91
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 7)	34	44
Recouvrement de la provision environnementale liée à Keystone (note 18)	33	240
Autres	252	323
	3 018	2 785

17. BILLETS À PAYER

aux 31 décembre	2023		2022	
	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré	Encours	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Canada ¹	—	—	5 971	4,9 %
Mexique (néant en 2023; 215 \$ US en 2022) ²	—	—	291	6,0 %
	—		6 262	

- 1 Au 31 décembre 2023, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens d'un montant de néant (2 810 millions de dollars en 2022) et des billets libellés en dollars US d'un montant de néant (2 336 millions de dollars US en 2022).
- 2 En janvier 2023, la filiale mexicaine de la société a remboursé intégralement l'encours et résilié sa facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang à vue de 5,0 milliards de pesos mexicains.

Le 25 août 2023, TransCanada PipeLines (« TCPL ») a remboursé intégralement son emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,5 milliard de dollars de 364 jours, portant intérêt à un taux variable, qui avait été contracté le 22 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés par TCPL au Canada et par une filiale mexicaine en propriété exclusive au Mexique.

Au 31 décembre 2023, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 11,6 milliards de dollars (12,9 milliards de dollars en 2022). 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	2023		2022
			Total des facilités	Capacité inutilisée ¹	Total des facilités
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogeables ²					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial et à des fins générales	Décembre 2028	3,0	3,0	3,0
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2024	2,5 US	2,5 US	3,0 US
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer les programmes de papier commercial et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2026	2,5 US	2,5 US	2,5 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 ³	1,0	2,1 ³
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	—	—	5,0 MXN ³

- 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 2023, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière.
- 3 Ou l'équivalent en dollars US.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées a été de 14 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (14 millions de dollars en 2022; 17 millions de dollars en 2021).

18. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Fournisseurs	4 832	4 330
Juste valeur des contrats dérivés (note 29)	1 143	871
Passifs réglementaires (note 14)	284	273
Provision environnementale liée à Keystone	122	650
Passifs sur contrats (note 6)	69	62
Titres de catégorie C (note 7)	19	37
Apport contractuel à Coastal GasLink (notes 8, 12 et 33)	—	537
Autres	518	389
	6 987	7 149

Provision environnementale liée à Keystone

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Au 31 décembre 2022, la société a comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent toujours pas être établies. Le coût estimatif de cet incident a été ajusté à 794 millions de dollars en date du 30 juin 2023, à la lumière de l'évaluation des coûts engagés et des engagements pris, et il n'avait pas varié de ce montant en date du 31 décembre 2023. Au 31 décembre 2023, les montants versés relativement au passif au titre des mesures environnementales correctives s'établissaient à 676 millions de dollars (néant au 31 décembre 2022). Le solde résiduel figurant aux postes « Crédeurs et autres » et « Autres passifs à long terme » au bilan consolidé de la société se chiffrait à 122 millions de dollars et à 9 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2023 (650 millions de dollars et néant, respectivement, au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2023, le recouvrement attendu des coûts estimatifs restants des mesures environnementales correctives inscrit dans les autres actifs à court terme s'élevait à de 150 millions de dollars et celui inscrit dans les autres actifs à long terme se chiffrait à 33 millions de dollars (410 millions de dollars et 240 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2022). Un montant supplémentaire de 36 millions de dollars comptabilisé au cours de l'exercice devrait être recouvré auprès de la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de TC Énergie. Ce montant a été comptabilisé à titre de charge au poste « Intérêts crédeurs et autres » à l'état consolidé des résultats. Au cours de l'exercice, la société a reçu un montant de 575 millions de dollars (néant en 2022) provenant de ses polices d'assurance relativement aux coûts des mesures environnementales correctives. Des activités de remise en état sont en cours et devraient se poursuivre en 2024.

19. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 11)	401	379
Juste valeur des contrats dérivés (note 29)	106	151
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 28)	97	111
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	64	79
Passifs sur contrats à long terme (note 6)	12	32
Autres	335	265
	1 015	1 017

20. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Canada	(446)	(2 154)	(292)
Pays étrangers	4 456	3 528	2 458
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166

Charge d'impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Exigibles			
Canada	73	43	29
Pays étrangers	858	372	276
	931	415	305
Reportés			
Canada	(39)	(467)	(327)
Pays étrangers	50	641	142
	11	174	(185)
Charge d'impôts	942	589	120

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	4 010	1 374	2 166
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	23,0 %	23,0 %	23,0 %
Charge d'impôts prévue	922	316	498
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(260)	(174)	(139)
Différence des taux d'imposition étrangers	(174)	(271)	(230)
Bénéfice tiré des participations sans contrôle et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(56)	(54)	(70)
Provision pour moins-value (reprise)	197	199	(8)
(Gains) et pertes en capital non imposables	196	173	—
Exposition au change au Mexique;	132	9	10
Incidence des ajustements liés à l'inflation au Mexique	1	24	32
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	196	—
Impôt minimum aux États-Unis	(14)	96	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition non déductible	—	91	—
Autres	(2)	(16)	27
Charge d'impôts	942	589	120

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 833	1 519
Montants reportés réglementaires et autres	569	571
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	206	333
Autres	73	193
	2 681	2 616
Moins : provision pour moins-value	730	640
	1 951	1 976
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	6 816	6 686
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 115	1 152
Impôts sur les besoins en produits futurs	493	397
Instruments financiers	160	126
Autres	160	193
	8 744	8 554
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 793	6 578

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à long terme (note 16)	1 332	1 070
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	8 125	7 648
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 793	6 578

Au 31 décembre 2023, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 6 593 millions de dollars (5 429 millions de dollars en 2022) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2043. La société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffrant à 478 millions de dollars (251 millions de dollars en 2022) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada et qui n'ont pas de date d'expiration. La société a également des crédits d'impôts minimums des sociétés en Ontario de 140 millions de dollars (126 millions de dollars en 2022), qui échoient de 2026 à 2043. Au 31 décembre 2023, la société n'a constaté aucun avantage découlant des crédits d'impôts minimum des sociétés de 22 millions de dollars (22 millions de dollars en 2022).

Au 31 décembre 2023, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 47 millions de dollars US (69 millions de dollars US en 2022) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2033.

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 730 millions de dollars et de 640 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement aux 31 décembre 2023 et 2022. L'augmentation de la provision pour moins-value est attribuable avant tout aux fluctuations du change en lien avec les pertes en capital non constatées et les pertes en capital non imposables latentes sur la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Au 31 décembre 2023, la société avait comptabilisé une provision pour moins-value totalisant 358 millions de dollars (173 millions de dollars en 2022) par suite de la dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink, ce qui a eu pour résultat qu'une partie de la dépréciation comportait des pertes en capital non imposables latentes. Ces pertes n'ont pas été constatées au 31 décembre 2023. Chaque date de clôture, la société tient compte des nouveaux éléments probants, favorables ou défavorables, pouvant avoir une incidence sur la réalisation future des actifs d'impôts reportés. Au 31 décembre 2023, la société a déterminé qu'elle disposait d'éléments probants suffisants pour conclure qu'il est plus probable qu'improbable que le montant net des actifs d'impôts reportés se réalisera.

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 1 629 millions de dollars au 31 décembre 2023 (1 216 millions de dollars en 2022).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2023, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 836 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 394 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2022; versements de 371 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2021).

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)	2023	2022	2021
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	91	80	52
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	9	6	5
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(1)	—	(1)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	16	7	26
Caducité des délais de prescription	(30)	(2)	(2)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	85	91	80

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 2023 comprend un montant de 3 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (6 millions de dollars en 2022; 1 million de dollars en 2021). Au 31 décembre 2023, la société avait constaté 21 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (18 millions de dollars en 2022; 12 millions de dollars en 2021). 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 2023, 2022 et 2021 et les pénalités étaient de néant aux 31 décembre 2023, 2022 et 2021.

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TC Énergie ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence significative sur ses états financiers.

TC Énergie et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2015 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 2015 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral d'importance au Mexique a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2017 inclusivement.

Vérification fiscale au Mexique

En 2019, l'administration fiscale mexicaine (le service d'administration fiscale ou « SAT ») a réalisé une vérification de la déclaration fiscale de 2013 de l'une des filiales de la société au Mexique. Cette vérification a donné lieu à un avis de cotisation refusant la déduction de toutes les charges d'intérêts et à une cotisation supplémentaire en impôts, pénalités et charges financières totalisant moins de 1 million de dollars US. La société était en désaccord avec cet avis et a engagé des procédures en vue de le contester. En janvier 2022, TC Énergie a reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle confirmait l'avis du SAT. De septembre 2021 à février 2022, le SAT a établi les avis de cotisation pour les années d'imposition 2014 à 2017 qui refusaient la déduction de toutes les charges d'intérêts et fixaient une retenue d'impôts différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts sur le bénéfice et retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières.

En 2022, TC Énergie a conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021 et comptabilisé une charge d'impôts de 196 millions de dollars (153 millions de dollars US) comprenant des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

21. DETTE À LONG TERME

aux 31 décembre		2023		2022	
(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	2024 à 2052	15 466	4,6 %	13 966	4,5 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (16 167 \$ US en 2023; 15 542 \$ US en 2022)	2024 à 2049	21 349	5,0 %	21 032	4,9 %
		36 815		34 998	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Déventures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (néant en 2023; 200 \$ US en 2022)		—	—	271	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2023 et 2022)	2026	43	7,5 %	44	7,5 %
		647		919	
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.					
Billets de premier rang non garantis ²					
En dollars US (néant en 2023; 1 500 \$ US en 2022)		—	—	2 030	4,9 %
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis ²					
En dollars US (6 100 \$ US en 2023; néant en 2022)	2025 à 2063	8 055	6,1 %	—	—
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
Billets de premier rang non garantis ²					
En dollars US (1 000 \$ US en 2023; néant en 2022)	2026 à 2028	1 320	6,2 %	—	—
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 172 \$ US en 2023 et 2022)	2024 à 2037	1 548	4,1 %	1 587	4,1 %
TC PIPELINES, LP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (850 \$ US en 2023 et 2022)	2025 à 2027	1 122	4,2 %	1 150	4,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (375 \$ US en 2023; 325 \$ US en 2022)	2030 à 2035	495	4,4 %	440	4,3 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2023 et 2022)	2030 à 2031	330	2,8 %	338	2,8 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (125 \$ US en 2023; 146 \$ US en 2022)	2028 à 2030	165	7,6 %	198	7,6 %

aux 31 décembre		2023		2022	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	Encours	Taux d'intérêt ¹	Encours	Taux d'intérêt ¹
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (néant en 2023; 34 \$ US en 2022)		—	—	46	6,5 %
TC ENERGIA MEXICANA, S. DE R.L. DE C.V.					
Emprunt à terme de premier rang non garanti					
En dollars US (1 800 \$ US en 2023; néant en 2022)	2028	2 377	7,7 %	—	—
Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang					
En dollars US (185 \$ US en 2023; néant en 2022)	2028	244	7,7 %	—	—
		2 621			
		53 118		41 706	
Tranche à court terme de la dette à long terme		(2 938)		(1 898)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(312)		(239)	
Ajustements de la juste valeur ³		108		76	
		49 976		39 645	

- 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 Le 8 août 2023, Columbia Pipelines Group, Inc. a transféré des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,5 milliard de dollars US à Columbia Pipelines Operating Company LLC avant la vente, réalisée le 4 octobre 2023, d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Avant la clôture de cette vente, des billets de premier rang non garantis d'un montant de 5,6 milliards de dollars US ont été émis. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.
- 3 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 119 millions de dollars (140 millions de dollars en 2022) afférent à l'acquisition de Columbia Pipeline Group Inc. Ces ajustements tiennent compte également d'une diminution de 11 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022) attribuable au risque de taux d'intérêt couvert. Il y a lieu de se reporter à la note 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2023, 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)	2024	2025	2026	2027	2028
Remboursements de capital sur la dette à long terme	2 938	2 779	5 287	3 096	6 232

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 2023 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					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti ¹	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ²	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ²	400	Variable
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2032	800	5,33 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2026	400	4,35 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2052	300	5,92 %
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2024	1 250 US	1,00 %
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	1 000 US	2,50 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2024	750	Variable
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Juin 2031	500	2,97 %
	Juin 2021	Billets à moyen terme	Septembre 2047	250	4,33 % ³
COLUMBIA PIPELINES OPERATING COMPANY LLC					
	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 %
COLUMBIA PIPELINES HOLDING COMPANY LLC					
	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 %
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
ANR PIPELINE COMPANY					
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2032	300 US	3,43 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2034	200 US	3,58 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2037	200 US	3,73 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2029	100 US	3,26 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
	Octobre 2021	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2031	125 US	2,68 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2021	Emprunt à terme non garanti	Août 2024	13 US	Variable

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
FILIALES DE KEYSTONE XL⁴					
	Diverses dates	Facilité de crédit liée au projet	Juin 2021	849 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.⁵					
	Janvier 2021	Emprunt à terme non garanti	Juin 2022	4 040 US	Variable

- 1 Cet emprunt a été remboursé intégralement en septembre 2023. Les frais d'émission relatifs à la dette non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.
- 2 Remboursables à vue à leur valeur nominale en mars 2024 ou en tout temps par la suite.
- 3 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 4,19 %.
- 4 En janvier 2021, la société a mis en place une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, qui est entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours contre la société. Cette facilité de crédit a été par la suite ramenée à 1,6 milliard de dollars US et le gouvernement de l'Alberta a remboursé tout l'encours de cette facilité en juin 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Keystone XL » pour un complément d'information.
- 5 En décembre 2020, Columbia a conclu un emprunt à terme non garanti de 4,2 milliards de dollars US. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence. L'emprunt a été remboursé intégralement en décembre 2021.

Le 9 janvier 2024, Columbia Pipelines Holding Company LLC a émis des billets de premier rang non garantis de 500 millions de dollars US échéant en janvier 2034 et portant intérêt à un taux fixe de 5,68 %.

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 2023 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Octobre 2023	Billets de premier rang non garantis	625 US	3,75 %
	Septembre 2023	Billets de premier rang non garantis ¹	1 024 US	Variable
	Juillet 2023	Billets à moyen terme	750	3,69 %
	Décembre 2022	Billets à moyen terme	25	9,95 %
	Août 2022	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	2,50 %
	Novembre 2021	Billets à moyen terme	500	3,65 %
	Janvier 2021	Déventures	400 US	9,88 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Novembre 2023	Emprunt à terme non garanti	32 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Avril 2023	Déventures	200 US	7,88 %
TC ENERGIA MEXICANA, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang	315 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti ²	4 040 US	Variable
NORTH BAJA PIPELINE, LLC				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
TC PIPELINES, LP				
	Novembre 2021	Emprunt à terme non garanti	450 US	Variable
	Mars 2021	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,65 %
ANR PIPELINE COMPANY				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	300 US	9,63 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	10 US	9,09 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Octobre 2021	Facilité d'emprunt non garantie	93 US	Variable
FILIALES DE KEYSTONE XL³				
	Juin 2021	Facilité de crédit liée au projet	849 US	Variable

1 En mai 2023, la société a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1 024 millions de dollars US qui a été entièrement prélevé et qui a été remboursé intégralement en septembre 2023. Des frais d'émission relatifs à la dette non amortis connexes de 3 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats.

2 En décembre 2020, Columbia a conclu un emprunt à terme non garanti de 4,2 milliards de dollars US. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence. L'emprunt a été remboursé intégralement en décembre 2021. Des frais d'émission relatifs à la dette non amortis connexes de 5 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

3 En juin 2021, conformément aux modalités de la garantie, le gouvernement de l'Alberta a remboursé l'encours de 849 millions de dollars US en vertu de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL portant intérêt à un taux variable et qui, par la suite, a été résiliée, ce qui n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Keystone XL » pour un complément d'information.

En mars 2021, TC PipeLines, LP, filiale de la société, a résilié sa facilité de crédit non garantie d'un montant de 500 millions de dollars US portant intérêt à taux variable et pour laquelle il n'y avait plus aucun encours.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Intérêts sur la dette à long terme	2 562	1 883	1 841
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	617	543	453
Intérêts sur la dette à court terme	165	153	10
Intérêts capitalisés	(187)	(27)	(22)
Amortissement et autres charges financières ¹	106	36	78
	3 263	2 588	2 360

1 L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que 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 2 931 millions de dollars en 2023 (2 478 millions de dollars en 2022; 2 299 millions de dollars en 2021) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

22. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

aux 31 décembre		2023		2022	
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	Encours	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours	Taux d'intérêt effectif ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ²	2067	1 320	6,5 %	1 353	6,2 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,88 % ^{3,4}	2075	990	7,8 %	1 015	7,4 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,13 % ^{3,4}	2076	1 585	8,3 %	1 624	8,0 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{3,4}	2077	1 981	7,5 %	2 030	7,1 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{3,4}	2077	1 500	7,0 %	1 500	6,8 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{3,4}	2079	1 453	8,0 %	1 488	7,6 %
Billets d'un montant de 500 \$ émis en 2021, à 4,45 % ^{3,5}	2081	500	5,7 %	500	5,7 %
Billets d'un montant de 800 \$ US émis en 2022, à 5,85 % ^{3,5}	2082	1 056	7,1 %	1 083	7,2 %
		10 385		10 593	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(98)		(98)	
		10 287		10 495	

- 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 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 % et convertis en 2017 à un taux variable.
- 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 dix premières années, pour ensuite être ajusté tous les cinq ans.

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

En mars 2022, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2022-A pour un montant de 800 millions de dollars US à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,60 % par année pendant les dix premières années et qui sera ajusté au dixième anniversaire et à tous les cinq ans par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 800 millions de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,85 % par année qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2032 jusqu'en mars 2052 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 4,236 % par année et il sera ajusté à tous les cinq ans à compter de mars 2052 jusqu'en mars 2082 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans majoré de 4,986 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 7 décembre 2031 et le 7 mars 2032 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 mars 2021, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2021-A pour un montant de 500 millions de dollars à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,20 % par année pendant les dix premières années et qui sera ajusté au dixième anniversaire et à tous les cinq ans par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 500 millions de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,45 % par année qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2031 jusqu'en mars 2051 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 3,316 % par année et il sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2051 jusqu'en mars 2081 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernements du Canada à cinq ans majoré de 4,066 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à compter du 4 décembre 2030 jusqu'au 4 mars 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.

Aux termes des billets émis entre la fiducie et TCPL (les « billets de fiducie ») et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TC Énergie et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

23. (GAINS) PERTES DE CHANGE, MONTANT NET

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction (note 29)	(401)	151	(37)
Autres	81	34	27
	(320)	185	(10)

24. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Cession d'une participation

Columbia Gas et Columbia Gulf

Le 4 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.

Avant la clôture de la vente, Columbia Pipelines Operating Company LLC et Columbia Pipelines Holding Company LLC ont émis, le 8 août 2023, des titres d'emprunt de premier rang non garantis à long terme de 4,6 milliards de dollars US et de 1,0 milliard de dollars US, respectivement, dont la totalité du produit a été versée à TC Énergie. Le produit net de ces placements et de la vente a été affecté au remboursement de dettes intersociétés et de dettes envers des tiers. Il y a lieu de se reporter à la note 21 « Dette à long terme » pour un complément d'information.

Acquisitions

Parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023 et le 14 juin 2023, TC Énergie a acquis la totalité 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.

TC Pipelines, LP

Le 3 mars 2021, la société a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de TC Pipelines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. Aux termes de cette transaction, les porteurs de parts ordinaires de TC Pipelines, LP ont reçu 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public émise et en circulation de TC Pipelines, LP, ce qui représente un total de 37 955 093 actions ordinaires de TC Énergie. TC Pipelines, LP est ainsi devenue une filiale indirecte en propriété exclusive de TC Énergie.

Puisque la société contrôlait TC PipeLines, LP, cette acquisition a été prise en compte comme une transaction sur les capitaux propres qui a eu l'effet suivant sur le bilan consolidé :

(en millions de dollars canadiens)	3 mars 2021
Actions ordinaires	2 063
Surplus d'apport	(398)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	353
Participations sans contrôle	(1 563)
Passifs d'impôts reportés	(443)
Autres	(12)

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 2023	Bénéfice (perte) attribuable aux participations sans contrôle			Participations sans contrôle	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2023	2022	2021	2023	2022
Columbia Gas et Columbia Gulf	40,0 %	143	—	—	9 167	—
Portland Natural Gas Transmission System	38,3 %	41	37	30	106	126
Parcs éoliens au Texas	100 % ¹	(38)	—	—	182	—
TC PipeLines, LP	Néant ²	—	—	60	—	—
Participation sans contrôle rachetable (note 7)	Néant	—	—	1	—	—
		146	37	91	9 455	126

1 Les participations sans contrôle dans les parcs éoliens au Texas englobent les participations de catégorie A.

2 Antérieurement à l'acquisition conclue le 3 mars 2021, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP était de 74,5 %.

25. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2021	940 064	24 488
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 24)	37 955	2 063
Exercice d'options	2 797	165
En circulation au 31 décembre 2021	980 816	26 716
Émises aux termes d'un appel public à l'épargne ¹	28 400	1 754
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	5 916	342
Exercice d'options	2 830	183
En circulation au 31 décembre 2022	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

1 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

Actions ordinaires émises et en circulation

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

Actions ordinaires émises aux termes d'un appel public à l'épargne

Le 10 août 2022, TC Énergie a émis 28 400 000 actions ordinaires au prix de 63,50 \$ chacune pour un produit brut total d'environ 1,8 milliard de dollars.

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

En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») de la société, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie 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.

En ce qui a trait aux périodes allant du 1^{er} janvier 2021 au 31 août 2022 et commençant après le 31 juillet 2023, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie ont été achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

Acquisition de TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, TC Énergie a émis 37 955 093 actions ordinaires visant l'acquisition de toutes les parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

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

Le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires 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			
(en millions)	2023	2022	2021
De base	1 030	995	973
Dilué	1 030	996	974

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2023	6 109	63,86 \$	
Attribution	1 933	56,66 \$	
Exercice	(62)	48,44 \$	
Extinction/expiration	(544)	60,60 \$	
En cours au 31 décembre 2023	7 436	62,36 \$	4,1
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2023	4 375	64,47 \$	3,0

Au 31 décembre 2023, 2 267 871 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.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées et s'est fondée sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Juste valeur moyenne pondérée	7,88 \$	8,24 \$	7,39 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,1	5,4	5,4
Taux d'intérêt	2,9 %	1,6 %	0,5 %
Volatilité ²	24 %	22 %	25 %
Rendement de l'action	6,3 %	5,5 %	6,0 %

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 9 millions de dollars en 2023 (10 millions de dollars en 2022; 12 millions de dollars en 2021). Au 31 décembre 2023, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 12 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période moyenne pondérée de deux ans.

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

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)			
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	—	33	28
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	76	89	110
Total des actions aux droits acquis	1,5 million	1,6 million	1,9 million

Au 31 décembre 2023, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées et celle du total des options en cours étaient de néant.

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 « conseil ») 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.

26. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2023	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		
							2023	2022	2021
							(en millions de dollars canadiens)		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	14 577	3,48 %	0,86975 \$	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 2	360	360	360
Série 2	7 423	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 1	179	179	179
Série 3	9 997	1,69 %	0,4235 \$	25,00 \$	30 juin 2025	Série 4	246	246	246
Série 4	4 003	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 juin 2025	Série 3	97	97	97
Série 5	12 071	1,95 % ⁵	0,48725 \$	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 6	294	294	294
Série 6	1 929	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 5	48	48	48
Série 7	24 000	3,90 %	0,97575 \$	25,00 \$	30 avril 2024	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	3,76 %	0,9405 \$	25,00 \$	30 octobre 2024	Série 10	442	442	442
Série 11	10 000	3,35 %	0,83775 \$	25,00 \$	28 novembre 2025	Série 12	244	244	244
Série 15	—	—	—	—	—	—	—	—	988
							2 499	2 499	3 487

- 1 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), 2,35 % (série 10) ou 2,96 % (série 12). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.
- 2 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), 2,35 % (série 9) ou 2,96 % (série 11).
- 3 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- 4 Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,96 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 29 décembre 2023 au 28 mars 2024, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,32 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 29 décembre 2023 au 28 mars 2024, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,69 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2023 au 30 janvier 2024, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- 5 Le taux fixe des dividendes a diminué passant de 2,26 % à 1,95 % le 30 janvier 2021 pour les actions privilégiées de série 5 et il sera ajusté à tous les cinquièmes anniversaires par la suite.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel fixe cumulatif, lorsqu'il sera déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6. Les porteurs des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 ont droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable, lorsqu'ils seront déclarés 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 et de série 6 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 31 mai 2022, TC Énergie a racheté la totalité des 40 000 000 d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et a versé un dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022, exclusivement. La société a affecté le produit de l'émission par la fiducie de billets subordonnés de rang inférieur de 800 millions de dollars US, survenue en mars 2022, au financement de ce rachat d'actions privilégiées.

En mai 2021, TC Énergie a racheté la totalité des actions privilégiées de série 13 émises et en circulation, soit 20 000 000 d'actions, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action et versé un dernier dividende trimestriel de 0,34375 \$ par action privilégiée de série 13 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2021, exclusivement. La société a affecté le produit de l'émission par la fiducie de billets subordonnés de rang inférieur, survenue en mars 2021, d'une valeur de 500 millions de dollars au financement de ce rachat d'actions privilégiées.

En février 2021, 818 876 actions privilégiées de série 5 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 6 et 175 208 actions privilégiées de série 6 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 5.

27. 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 2023 (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	(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) latent(e)s 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)

exercice clos le 31 décembre 2022 (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	1 410	84	1 494
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(48)	12	(36)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(58)	19	(39)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	63	(21)	42
Gains actuariels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	81	(18)	63
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	9	(3)	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 156	(289)	867
Autres éléments du résultat étendu	2 613	(216)	2 397

exercice clos le 31 décembre 2021	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	(100)	(8)	(108)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	1	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(13)	3	(10)
Reclassement dans le bénéfice net des (gains) pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	68	(13)	55
Gains actuels (pertes actuarielles) latent(e)s au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	208	(50)	158
Reclassement dans le bénéfice net des (gains actuariels) pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	20	(6)	14
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	714	(179)	535
Autres éléments du résultat étendu	894	(252)	642

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 2021	(1 273)	(143)	(285)	(738)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	(98)	(11)	158	506	555
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	55	14	28	97
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(98)	44	172	534	652
Acquisition de TC PipeLines, LP ²	362	(13)	—	4	353
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2021	(1 009)	(112)	(113)	(200)	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements ¹	1 450	(39)	63	870	2 344
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	42	6	(3)	45
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	1 450	3	69	867	2 389
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2022	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 ³	—	74	—	(16)	58
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(231)	74	(11)	(211)	(379)
Incidence des participations sans contrôle ⁴	(527)	—	—	—	(527)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2023	(317)	(35)	(55)	456	49

- 1 Les autres éléments du résultat étendu avant reclassement au titre des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées aux participations sans contrôle de 366 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars en 2022; pertes de 12 millions de dollars en 2021), de pertes de néant (pertes de néant en 2022; gains de 1 million de dollars en 2021) et de pertes de néant (pertes de néant en 2022; gains de 1 million de dollars en 2021), respectivement.
- 2 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle de TC PipeLines, LP qui ont été reclassées vers le cumul des autres éléments du résultat étendu au bilan consolidé à l'acquisition, le 3 mars 2021, de toutes les parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.
- 3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 4 millions de dollars (3 millions de dollars après impôts) au 31 décembre 2023. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.
- 4 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf au moment de sa vente réalisée le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

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 ¹
	2023	2022	2021	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(85)	(47)	(22)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(12)	(16)	(46)	Intérêts débiteurs
	(97)	(63)	(68)	Total avant impôts
	23	21	13	(Charge) recouvrement d'impôts
	(74)	(42)	(55)	Après impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	—	(11)	(22)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
Gain (perte) sur règlement	—	2	2	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	—	(9)	(20)	Total avant impôts
	—	3	6	(Charge) recouvrement d'impôts
	—	(6)	(14)	Après impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice (perte) découlant des participations	22	4	(37)	Bénéfice (perte) découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(6)	(1)	9	(Charge) recouvrement d'impôts
	16	3	(28)	Après impôts

1 Les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

28. 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 et jusqu'au moment où le régime PD canadien cessera d'être offert aux nouveaux participants à compter du 1^{er} janvier 2024, 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. En 2023, TC Énergie a annoncé une modification au régime APDR canadien. Ce régime ne sera plus offert aux employés actifs admissibles qui ne prennent pas leur retraite d'ici 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 neuf ans au 31 décembre 2023 (neuf ans en 2022; dix ans en 2021).

La société offre également à ses employés des régimes d'épargne au Canada et 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 12 ans au 31 décembre 2023 (12 ans en 2022; 11 ans en 2021). En 2023, la société a passé en charges un montant de 64 millions de dollars (64 millions de dollars en 2022; 58 millions de dollars en 2021) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

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)	2023	2022	2021
Régimes PD	28	78	105
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	9	8	8
Régimes d'épargne et CD	64	64	58
	101	150	171

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 2023 totalisaient 244 millions de dollars (322 millions de dollars en 2022; 322 millions de dollars en 2021).

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2023, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2024.

En 2022, il y a eu un règlement au titre du régime PD américain en raison de paiements forfaitaires effectués au cours de l'exercice. L'incidence du règlement a été établie à l'aide d'hypothèses actuarielles cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2022. Le gain sur règlement a réduit de 2 millions de dollars le gain actuariel latent associé au régime PD américain, montant qui a été inclus dans les autres éléments du résultat étendu et inscrit dans le coût net des avantages en 2022.

Au milieu de 2021, la société a offert un programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR ») unique aux employés admissibles. Ceux qui participaient au programme ont pris leur retraite en date du 31 décembre 2021 et reçu un paiement de transition en plus des prestations de retraite existantes. En 2021, la société a passé en charges un montant de 81 millions de dollars, principalement au titre des paiements de transition liés au PDVR, présenté dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. De plus, une somme de 18 millions de dollars a été incluse dans les produits au titre des coûts qui sont recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au moyen des coûts transférables.

Du fait de la participation des employés au PDVR en 2021, il y a eu un règlement et une compression au titre du régime PD américain ainsi qu'une compression du régime APDR américain. Ces montants ont été établis à l'aide d'hypothèses actuarielles cohérentes avec celles formulées au 31 décembre 2021. Le gain sur règlement a diminué de 2 millions de dollars le gain actuariel latent associé au régime PD américain, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu, alors que le gain sur compression a diminué de 5 millions de dollars les obligations au titre des prestations afférentes au régime PD américain, montants qui ont été portés dans les deux cas dans le coût net des avantages en 2021. La perte sur compression a réduit de 3 millions de dollars le gain actuariel latent associé au régime APDR, montant qui a été porté dans les autres éléments du résultat étendu, et cette perte a augmenté de 3 millions de dollars l'obligation au titre du régime APDR, le coût net des avantages n'ayant fait l'objet d'aucun ajustement en 2021.

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	
	2023	2022	2023	2022
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	3 081	4 027	310	419
Coût des services rendus	93	145	3	5
Coût financier	158	125	16	13
Cotisations des employés	7	6	2	2
Prestations versées	(185)	(324)	(44)	(24)
(Gain actuariel) perte actuarielle	219	(949)	2	(120)
Variations du taux de change	(17)	51	(4)	15
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 356	3 081	285	310
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	3 481	4 145	354	431
Rendement réel des actifs des régimes	385	(483)	24	(89)
Cotisations de l'employeur ²	28	78	9	8
Cotisations des employés	7	6	2	2
Prestations versées	(185)	(324)	(23)	(24)
Variations du taux de change	(19)	59	(8)	26
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 697	3 481	358	354
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	341	400	73	44

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 La société a abaissé de 78 millions de dollars (néant en 2022) les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien aux fins de capitalisation.

La perte actuarielle réalisée en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à une diminution du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 5,15 % en 2022 à 4,75 % en 2023.

La perte actuarielle réalisée en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes APDR s'explique avant tout par une diminution du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 5,45 % en 2022 à 5,10 % en 2023.

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	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à long terme (note 16)	341	400	177	163
Créditeurs et autres	—	—	(7)	(8)
Autres passifs à long terme (note 19)	—	—	(97)	(111)
	341	400	73	44

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	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2023	2022	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)				
Obligation au titre des prestations projetées ¹	—	—	(104)	(119)
Actifs des régimes à la juste valeur	—	—	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	—	—	(104)	(119)

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	2023	2022
(en millions de dollars canadiens)		
Obligation au titre des prestations constituées	(3 090)	(2 880)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 697	3 481
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	607	601

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 2023 et au 31 décembre 2022.

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
	2023	2022	2023
Titres à revenu fixe	41 %	38 %	30 % à 50 %
Titres de participation	44 %	44 %	30 % à 55 %
Autres placements	15 %	18 %	10 % à 25 %
	100 %	100 %	

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2023	2022	Pourcentage des actifs des régimes	
			2023	2022
Titres à revenu fixe	7	7	0,2 %	0,2 %
Titres de participation	2	3	0,1 %	0,1 %

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 29 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

aux 31 décembre	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	
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	68	55	1	1	—	—	69	56	2	1
Titres de participation :										
Canada	121	117	—	—	—	—	121	117	3	3
États-Unis	965	897	—	—	—	—	965	897	24	24
International	167	172	187	172	—	—	354	344	9	9
Mondial	—	—	74	75	—	—	74	75	2	2
Marchés émergents	54	50	140	127	—	—	194	177	5	5
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	266	221	—	—	266	221	7	6
Provincial	—	—	314	249	—	—	314	249	8	6
Municipal	—	—	16	12	—	—	16	12	—	—
Entreprises	—	—	143	108	—	—	143	108	4	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	185	177	240	158	—	—	425	335	10	9
Municipal	—	—	1	1	—	—	1	1	—	—
Entreprises	312	345	74	94	—	—	386	439	10	11
International :										
Gouvernements	4	5	11	6	—	—	15	11	—	—
Entreprises	—	—	83	58	—	—	83	58	2	1
Titres adossés à des créances immobilières	43	36	17	1	—	—	60	37	1	1
Contrats à terme nets	—	—	(131)	(78)	—	—	(131)	(78)	(4)	(2)
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	283	336	283	336	7	9
Infrastructure	—	—	—	—	269	296	269	296	7	8
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	10	—	10	—	—	—
Dépôts	138	144	—	—	—	—	138	144	3	4
	2 057	1 998	1 436	1 205	562	632	4 055	3 835	100	100

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 2021	565
Achats et ventes	52
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s	15
Solde au 31 décembre 2022	632
Achats et ventes	(76)
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s	6
Solde au 31 décembre 2023	562

En 2024, les cotisations de la société au titre de la capitalisation des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite devraient être de 6 millions de dollars et celles au titre de la capitalisation des régimes d'épargne et régimes CD devraient se chiffrer à environ 70 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 2024.

Le tableau ci-après 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
2024	204	23
2025	207	23
2026	211	23
2027	214	22
2028	216	22
2029 à 2033	1 127	104

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 2023. 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	
	2023	2022	2023	2022
Taux d'actualisation	4,75 %	5,15 %	5,10 %	5,45 %
Taux de croissance de la rémunération	3,20 %	3,30 %	—	—

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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Taux d'actualisation	5,15 %	3,05 %	2,70 %	5,45 %	3,10 %	2,80 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,45 %	6,10 %	6,15 %	4,50 %	3,25 %	3,00 %
Taux de croissance de la rémunération	3,25 %	3,00 %	2,60 %	—	—	—

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 5,95 % pour 2024. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,80 % d'ici 2030 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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Coût des services rendus ¹	93	145	171	3	5	6
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	158	125	119	16	13	12
Rendement prévu des actifs des régimes	(234)	(239)	(234)	(16)	(14)	(13)
Amortissement de la perte actuarielle	—	10	23	—	1	2
Amortissement de l'actif réglementaire	—	12	27	—	1	2
Gain sur compression	—	—	(5)	—	—	—
Gain sur règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(2)	(2)	—	—	—
	(76)	(94)	(72)	—	1	3
Coût net des prestations constaté	17	51	99	3	6	9

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)	2023		2022		2021	
	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	71	6	38	24	147	5

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

exercices clos les 31 décembre	2023		2022		2021	
(en millions de dollars canadiens)	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
Amortissement du gain net (de la perte nette) reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net	—	—	(10)	(1)	(23)	(2)
Compression	—	—	—	—	—	3
Règlement	—	—	2	—	2	—
Ajustement de la situation de capitalisation	33	(18)	(101)	20	(190)	(18)
	33	(18)	(109)	19	(211)	(17)

29. 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;
- pour ce qui est de l'entreprise de commercialisation des liquides de la société, TC Énergie conclut des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage ainsi que des contrats d'achat et de vente de pétrole brut. Des instruments financiers servent à fixer une partie des prix variables sur ces contrats auxquels TC Énergie est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides;
- 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, du pétrole brut 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.

Les risques physiques et les risques de transition liés aux changements climatiques pourraient avoir des conséquences sur les prix des produits de base et la dynamique de l'offre et de la demande de combustibles fossiles, ce qui pourrait influencer 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 aux changements climatiques et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de son modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faible risque 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. La société tient compte des risques physiques et des risques de transition dans le cadre de la planification du capital, de la gestion des risques financiers et des activités d'exploitation, tout en misant sur la réduction de l'intensité des émissions de GES provenant de ses activités existantes.

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 américain par rapport au dollar canadien peut influencer sur son bénéfice net. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, ce risque s'accroît. 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 américain 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 tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge 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, à des swaps de devises et de taux d'intérêt et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après 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 (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2023		2022	
	Juste valeur ^{1, 2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1, 2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant en 2024)	8	1 000 US	(22)	3 600 US
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2024 à 2025) ³	2	200 US	(5)	300 US
	10	1 200 US	(27)	3 900 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 2023 comprend des gains réalisés nets de moins de 1 million de dollars (gains de 1 million de dollars en 2022) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs.

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)	2023	2022
Montant nominal	27 800 (21 100 US)	32 500 (24 000 US)
Juste valeur	26 600 (20 200 US)	30 800 (22 700 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 et certains recouvrements contractuels, les actifs disponibles à la vente, la juste valeur des actifs dérivés, l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

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 2023, la société a comptabilisé un recouvrement afférent aux pertes sur créances attendues de 73 millions de dollars (charge de 149 millions de dollars en 2022; néant en 2021) 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 10 millions de dollars (charge de 14 millions de dollars en 2022; néant en 2021) au titre des actifs sur contrats se rapportant à certains autres gazoducs au Mexique.

Exception faite de la provision pour pertes sur créances susmentionnée, la société n'avait, aux 31 décembre 2023 et 2022, aucune perte sur créances importante. Aux 31 décembre 2023 et 2022, 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 étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs à court terme, les placements restreints, l'investissement net dans des contrats de location, les autres actifs à long terme, les billets à payer, les créditeurs et autres, les dividendes à payer, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. Ces instruments sont classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs, exception faite des titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1 de la hiérarchie des justes valeurs.

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

aux 31 décembre	2023		2022	
	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 21) ^{1,2}	(52 914)	(52 815)	(41 543)	(39 505)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 22)	(10 287)	(9 217)	(10 495)	(9 415)
	(63 201)	(62 032)	(52 038)	(48 920)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 2,0 milliards de dollars US (1,6 milliard de dollars US en 2022) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net (la perte nette) pour 2023 comprend des pertes latentes de 53 millions de dollars (gains latents de 64 millions de dollars en 2022) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt sur la dette à long terme d'un montant de 2,0 milliards de dollars US au 31 décembre 2023 (1,6 milliard de dollars US en 2022). Il n'y a eu aucun autre gain latent ni aucune perte latente découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

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

aux 31 décembre	2023		2022	
	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	1	35	—	54
Échéant entre 1 an et 5 ans	8	291	—	106
Échéant entre 5 et 10 ans	1 340	—	1 153	—
Échéant à plus de 10 ans	102	—	77	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	883	—	749	—
	2 334	326	1 979	160

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

exercices clos les 31 décembre	2023		2022		2020	
	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)	190	13	(244)	(7)	45	(2)
Gains nets réalisés (pertes nettes réalisées) ³	(34)	—	(32)	—	3	—

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

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de 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 latent(e)s sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

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

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la 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 d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 31 décembre 2023					
(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 9)					
Produits de base ²	9	—	—	1 195	1 204
Change	—	—	10	71	81
	9	—	10	1 266	1 285
Autres actifs à long terme (note 16)					
Produits de base ²	3	—	—	86	89
Change	—	—	—	30	30
Taux d'intérêt	—	36	—	—	36
	3	36	—	116	155
Total des actifs dérivés	12	36	10	1 382	1 440
Créditeurs et autres (note 18)					
Produits de base ²	(1)	—	—	(1 110)	(1 111)
Change	—	—	—	(14)	(14)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	—	(18)
	(1)	(18)	—	(1 124)	(1 143)
Autres passifs à long terme (note 19)					
Produits de base ²	—	—	—	(75)	(75)
Change	—	—	—	(2)	(2)
Taux d'intérêt	—	(29)	—	—	(29)
	—	(29)	—	(77)	(106)
Total des passifs dérivés	(1)	(47)	—	(1 201)	(1 249)
Total des dérivés	11	(11)	10	181	191

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

au 31 décembre 2022					
(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 dérivés¹
Autres actifs à court terme (note 9)					
Produits de base ²	—	—	—	597	597
Change	—	—	6	11	17
	—	—	6	608	614
Autres actifs à long terme (note 16)					
Produits de base ²	—	—	—	62	62
Change	—	—	2	15	17
Taux d'intérêt	—	12	—	—	12
	—	12	2	77	91
Total des actifs dérivés	—	12	8	685	705
Créditeurs et autres (note 18)					
Produits de base ²	(72)	—	—	(584)	(656)
Change	—	—	(31)	(158)	(189)
Taux d'intérêt	—	(26)	—	—	(26)
	(72)	(26)	(31)	(742)	(871)
Autres passifs à long terme (note 19)					
Produits de base ²	(2)	—	—	(75)	(77)
Change	—	—	(4)	(20)	(24)
Taux d'intérêt	—	(50)	—	—	(50)
	(2)	(50)	(4)	(95)	(151)
Total des passifs dérivés	(74)	(76)	(35)	(837)	(1 022)
Total des dérivés	(74)	(64)	(27)	(152)	(317)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

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

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé 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	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur¹	
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2023	2022
Dette à long terme	(2 630)	(2 101)	11	64

1 Aux 31 décembre 2023 et 2022, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes étaient de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

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

- 1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.
- 2 En 2023, la société a conclu des contrats en visant la vente de 50 MW d'électricité à compter de 2025, dont la durée varie de 15 à 20 ans, provenant de sources renouvelables déterminées dans la province de l'Alberta.

au 31 décembre 2022	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	673	(96)	11	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	5 997	1 600
Millions de pesos mexicains	—	—	—	9 747	—
Dates d'échéance	2023-2026	2023-2027	2023-2024	2023-2026	2030-2032

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

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

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

exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Gains (pertes) latent(e)s de l'exercice			
Produits de base	96	14	9
Change (note 23)	246	(149)	(203)
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	811	759	287
Change (note 23)	155	(2)	240
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(2)	(73)	(44)
Taux d'intérêt	(43)	(3)	(32)

- 1 Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus dans les produits à leur montant net. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net ».
- 2 En 2023, aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net (perte nette) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (néant en 2022; perte réalisée de 10 millions de dollars en 2021).

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 27) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissaient comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, avant impôts)	2023	2022	2021
Gains (pertes) sur la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	—	(94)	(35)
Taux d'intérêt	—	36	22
	—	(58)	(13)

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)	2023	2022	2021
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(98)	(30)	—
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(43)	(1)	—
Couvertures de flux de trésorerie			
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (perte nette) ^{2,3}			
Contrats sur produits de base ⁴	(85)	(47)	(22)
Contrats de taux d'intérêt ¹	(12)	(16)	(46)

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

2 Il y a lieu de se reporter à la note 27 « 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, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

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

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur Énergie et solutions énergétiques à l'état consolidé 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 2023			
(en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	1 293	(1 099)	194
Change	111	(16)	95
Taux d'intérêt	36	(5)	31
	1 440	(1 120)	320
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(1 186)	1 099	(87)
Change	(16)	16	—
Taux d'intérêt	(47)	5	(42)
	(1 249)	1 120	(129)

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

au 31 décembre 2022			
(en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	659	(591)	68
Change	34	(33)	1
Taux d'intérêt	12	(4)	8
	705	(628)	77
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(733)	591	(142)
Change	(213)	33	(180)
Taux d'intérêt	(76)	4	(72)
	(1 022)	628	(394)

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 149 millions de dollars et des lettres de crédit de 83 millions de dollars au 31 décembre 2023 (138 millions de dollars et 68 millions de dollars en 2022, respectivement). Au 31 décembre 2023, la société détenait des garanties en trésorerie de moins de 1 million de dollars et les lettres de crédit fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs se chiffraient à 15 millions de dollars (respectivement de moins de 1 million de dollars et de 10 millions de dollars en 2022).

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 2023, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 3 millions de dollars (19 millions de dollars en 2022), 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 2023, 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 2023				
(en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	1 054	229	10	1 293
Change	—	111	—	111
Taux d'intérêt	—	36	—	36
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(1 002)	(163)	(21)	(1 186)
Change	—	(16)	—	(16)
Taux d'intérêt	—	(47)	—	(47)
	52	150	(11)	191

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

En 2023, la société a conclu des contrats visant la vente de 50 MW d'électricité qui débiteront en 2025 et qui sont assortis de durées variant de 15 à 20 ans et qui proviendront 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 2022				
(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	515	142	2	659
Change	—	34	—	34
Taux d'intérêt	—	12	—	12
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(478)	(242)	(13)	(733)
Change	—	(213)	—	(213)
Taux d'intérêt	—	(76)	—	(76)
	37	(343)	(11)	(317)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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)	2023	2022
Solde au début de l'exercice	(11)	(6)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net (perte nette)	(2)	(10)
Gains nets (pertes nettes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	—	(3)
Transferts depuis le niveau 3	2	7
Règlements	—	1
Solde à la fin de l'exercice¹	(11)	(11)

1 Les produits comprennent des pertes latentes de 2 millions de dollars (pertes latentes de 10 millions de dollars en 2022) attribuables à des instruments dérivés de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2023.

30. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2023	2022	2021
(Augmentation) diminution des débiteurs	(394)	(575)	(925)
(Augmentation) diminution des stocks	(56)	(190)	(93)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	618	118	(141)
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	(206)	(83)	890
Augmentation (diminution) des intérêts courus	245	91	(18)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	207	(639)	(287)

31. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Cession d'une participation

Le 4 octobre 2023, la société a mené à terme la vente d'une participation sans contrôle de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf pour un produit de 5,3 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). 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.

Pipelines de liquides

Northern Courier

En novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier à un tiers pour un produit brut d'environ 35 millions de dollars, ce qui a donné lieu à un gain de 13 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts). Le gain avant impôts est pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé des résultats.

Énergie et solutions énergétiques

Parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, TC Énergie a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le 14 juin 2023, la société a réalisé l'acquisition de 100 % des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Les actifs Fluvanna et Blue Cloud comportent des investisseurs en avantages fiscaux qui détiennent 100 % des participations de catégorie A et auxquels un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie est attribué.

32. 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 397 millions de dollars en 2023 (362 millions de dollars en 2022; 239 millions de dollars en 2021).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire allant de 2024 à 2038 visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2023, la capacité totale prévue en vertu des CAE était d'environ 800 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 2023, TC Énergie avait des engagements au titre des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,1 milliards de dollars, dont principalement les suivants :

- 0,3 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;
- 1,3 milliard de dollars dans son secteur Gazoducs – Mexique, se rapportant aux coûts des travaux de construction liés au gazoduc Southeast Gateway.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2023, la société avait constaté quelque 19 millions de dollars (20 millions de dollars en 2022) 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. Les montants en cause dans le cadre de ces actions ne peuvent être estimés de façon raisonnable puisqu'il n'est pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances. La société évalue continuellement toutes les questions d'ordre juridique, y compris celles qui concernent ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation, afin de déterminer si elles répondent aux exigences en matière d'obligations d'information ou de comptabilisation d'une perte éventuelle. À l'exception des questions décrites ci-après, pour lesquelles les réclamations sont importantes et comportent un risque raisonnable de perte qui n'a toutefois pas été jugée probable et dont une estimation raisonnable ne peut être formulée, la direction estime que le règlement ultime de ces procédures n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Coastal GasLink LP

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

SA Energy Group

Coastal GasLink LP et SA Energy Group (« SAEG »), l'un des principaux entrepreneurs en construction du gazoduc Coastal GasLink, sont en arbitrage. Bien que SAEG soit toujours embauchée à titre de principal entrepreneur, elle a déposé une requête d'arbitrage en février 2022 réclamant des dommages-intérêts pour les coûts supplémentaires découlant de retards allégués dans le projet. Dans le but d'atténuer les risques liés aux coûts, à l'échéancier et à l'environnement pendant les travaux de construction en cours du projet, Coastal GasLink LP a effectué, sans préjudice, des paiements à l'avance en faveur de SAEG qu'elle tente maintenant de recouvrer à titre de compensation. En vertu d'un accord entre les parties, la portée de l'arbitrage se limite aux dommages-intérêts relatifs aux travaux visant le projet ayant été achevés avant le 29 décembre 2022. En novembre 2023, SAEG a déposé une requête visant des dommages-intérêts supérieurs à 1,1 milliard de dollars. Coastal GasLink LP continue de contester le bien-fondé de la poursuite de SAEG et de faire valoir ses droits en matière de compensation. La procédure d'arbitrage devrait aller de l'avant vers la fin de 2024. Au 31 décembre 2023, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd.

Coastal GasLink LP et Pacific Atlantic Pipeline Construction Ltd. (« PAPC »), l'un de ses principaux anciens entrepreneurs en construction, sont en arbitrage. Coastal GasLink LP a résilié son contrat avec PAPC pour motifs sérieux, en raison du défaut de PAPC d'achever les travaux dans les délais, et a formulé une demande, conformément à la garantie de la société mère, au titre du paiement des obligations garanties. À la suite de la demande faite par Coastal GasLink LP concernant la garantie, PAPC a déposé, en août 2022, une requête d'arbitrage. En date de novembre 2023, PAPC visait des dommages-intérêts au titre de la résiliation injustifiée pour motifs sérieux, des dommages-intérêts en lien avec la résiliation et des paiements supposément à effectuer d'au moins 428 millions de dollars. Coastal GasLink LP conteste le bien-fondé des réclamations de PAPC et a déposé une demande reconventionnelle à l'encontre de PAPC ainsi que de sa société-mère et garant, Bonatti S.p.A., citant les délais et l'incapacité de PAPC à effectuer et à gérer les travaux conformément aux modalités de son contrat. Coastal GasLink LP estime que ses dommages-intérêts se chiffrent à 1,2 milliard de dollars. La procédure d'arbitrage devrait avoir lieu à la fin de 2024. Au 31 décembre 2023, il n'était pas possible d'estimer avec certitude l'issue finale de cette procédure.

Indépendamment à ce qui précède, Coastal GasLink LP a cherché à prélever un montant sur une lettre de crédit de soutien irrévocable de 117 millions de dollars fournie par PAPC en se basant sur l'estimation de bonne foi que les dommages-intérêts de Coastal GasLink LP sont supérieurs à la valeur nominale de la lettre de crédit. PAPC a demandé une ordonnance interdisant à Coastal GasLink LP de prélever des montants sur ladite lettre en attendant les résultats de l'arbitrage entre Coastal GasLink LP, PAPC et Bonatti, qui fait l'objet d'autres procédures judiciaires.

Keystone XL

En 2021, TC Énergie a déposé une requête d'arbitrage afin d'engager officiellement des procédures en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») en vue de compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. En 2022, le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements a constitué officiellement un tribunal afin de traiter la requête d'arbitrage déposée par TC Énergie en vertu de l'ALENA. En avril 2023, le tribunal a suspendu les procédures, accédant à une requête du Département d'État des États-Unis visant à établir si les motifs de compétences de la cause pouvaient constituer une question préliminaire. Une audience portant sur les compétences en la matière est prévue pour le deuxième trimestre de 2024. En avril 2023, le gouvernement de l'Alberta a déposé sa propre requête d'arbitrage, qui sera entendue séparément de la requête de la société. Les activités d'abandon qui ont débuté en 2023, y compris la sortie d'actifs et la préservation, se poursuivront au cours du premier semestre de 2024. La société continuera de coordonner ces activités avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de s'assurer du respect de ses engagements en matière d'environnement et de réglementation.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

En 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware a rendu une décision dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« CPG ») relativement à l'acquisition de CPG par TC Énergie en 2016. Le tribunal a statué que les anciens dirigeants de CPG avaient manqué à leurs obligations fiduciaires, que le conseil d'administration de CPG d'alors avait enfreint son devoir de diligence en supervisant le processus de vente et que TC Énergie avait encouragé et soutenu ces manquements. Le tribunal a accordé aux demandeurs des dommages-intérêts de 1 \$ US par action ainsi que des dommages-intérêts totaux estimés actuellement à 400 millions de dollars US, auquel s'ajouteront les intérêts au taux prévu par la loi. La procédure ultérieure devant le tribunal a pris fin et une décision concernant la répartition de l'obligation entre TC Énergie et les dirigeants de CPG devrait être rendue par le tribunal au cours du premier semestre de 2024. Tant que la répartition des dommages-intérêts n'est pas établie, le montant dont la responsabilité reviendra à TC Énergie ne peut être raisonnablement estimé. Par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 31 décembre 2023. La direction prévoit faire appel une fois que le tribunal aura déterminé le montant total des dommages-intérêts et la quote-part de TC Énergie.

Garanties

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

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

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

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

aux 31 décembre		2023		2022	
(en millions de dollars canadiens)	Échéance	Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Prorogeable jusqu'en 2053	97	—	100	—
Bruce Power	Prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Jusqu'en 2043	80	3	81	3
		265	3	269	3

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

33. 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'établissent comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2023¹	2022
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	190	60
Débiteurs	476	98
Stocks	90	32
Autres actifs à court terme	49	14
	805	204
Immobilisations corporelles	27 649	3 997
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	823	748
Actifs réglementaires	12	—
Écart d'acquisition	439	449
	29 728	5 398
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	1 135	234
Intérêts courus	210	18
Tranche à court terme de la dette à long terme	28	31
	1 373	283
Passifs réglementaires	280	78
Autres passifs à long terme	56	1
Passifs d'impôts reportés	22	16
Dette à long terme	11 388	2 136
	13 119	2 514

1 Columbia Gas et Columbia Gulf ont été classées en tant qu'EDDV au moment de la vente par TC Énergie d'une participation sans contrôle de 40 % le 4 octobre 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Participations sans contrôle » et à la note 31 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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)	2023	2022
Risque figurant au bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	6 241	5 783
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres	1 411	1 148
Risque hors bilan¹		
Bruce Power	1 538	2 025
Coastal GasLink ²	855	3 300
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	58
Risque maximal de perte	10 103	12 314

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. Au 31 décembre 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné s'élevait à 3 375 millions de dollars (1 262 millions de dollars au 31 décembre 2022). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, un montant de 2 520 millions de dollars a été prélevé sur le prêt subordonné, ramenant l'engagement de la société en matière de financement aux termes de la convention de prêt subordonné à 855 millions de dollars. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

En juillet 2022, la société a conclu des ententes révisées visant le projet relativement à sa participation dans Coastal GasLink LP et elle s'est engagée à effectuer des apports de capitaux propres supplémentaires, qui ne sont pas venus modifier la participation de 35 % de la société. Il a été jugé que ces révisions et les apports de capitaux propres supplémentaires constituaient un événement déclenchant une réévaluation de l'EDDV à l'égard de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP. La société a réévalué le contrôle et déterminé que Coastal GasLink LP continuait de répondre à la définition d'une EDDV dans laquelle la société détenait des droits variables. La réévaluation a également permis de déterminer que TC Énergie n'était pas le principal bénéficiaire de Coastal GasLink LP puisque la société ne détenait pas le pouvoir, explicitement ou implicitement par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de Coastal GasLink LP qui influent le plus sur son rendement économique. Par conséquent, la société a continué de comptabiliser sa participation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 8 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.