

20
22

Rétrospective
de l'exercice

Rapport annuel



À propos de TC Énergie

FOURNIR AUX GENS L'ÉNERGIE DONT
ILS ONT BESOIN CHAQUE JOUR

Nous sommes une équipe de plus de 7 000 personnes travaillant à transporter, produire et stocker l'énergie dont dépend l'Amérique du Nord. Aujourd'hui, nous prenons des mesures afin de rendre cette énergie plus durable et plus sûre. Nous innovons et modernisons pour réduire les émissions de notre entreprise, et nous offrons de nouvelles solutions énergétiques – allant du gaz naturel et des énergies renouvelables au captage du carbone et à l'hydrogène – pour aider d'autres entreprises et industries à se décarboner elles aussi. Nous investissons également dans les collectivités et nous collaborons avec nos voisins, nos clients et les gouvernements afin de bâtir le réseau énergétique de l'avenir.

Les actions ordinaires de TC Énergie sont inscrites à la bourse de Toronto (« TSX ») et à la bourse de New York (« NYSE »), sous le symbole TRP.

NOS ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE DURABILITÉ ET D'ESG

Le monde fait face à un défi ambitieux qui revêt une importance critique : la nécessité d'évoluer vers une économie axée sur l'énergie à plus faibles émissions de carbone tout en continuant de répondre à la demande mondiale croissante d'énergie sûre, fiable et abordable. Pour TC Énergie, la nécessité d'apporter des solutions responsables en matière d'énergie est évidente, tout comme notre obligation, notre capacité et les possibilités qui s'offrent à nous de mettre de l'avant de telles solutions. Tous les jours, nous nous efforçons de relever ce défi pour nous, pour nos clients et pour les collectivités où nous vivons et travaillons.

Notre [Rapport de 2022 sur la durabilité](#) et notre [fiche technique sur les facteurs ESG de 2022](#) présentent en détail nos paramètres de rendement en matière d'ESG pour 2021 ainsi que notre engagement envers une plus grande transparence et une reddition de comptes plus serrée à l'égard de nos priorités ESG. Pour un complément d'information, il y a lieu de se reporter à l'adresse TCEnergy.com/ESG.

Nos valeurs

SÉCURITÉ
INNOVATION
RESPONSABILITÉ
COLLABORATION
INTÉGRITÉ

RECONNAISSANCE DES TERRITOIRES

L'histoire, les cultures et les traditions des groupes autochtones de toute l'Amérique du Nord sont profondément enracinées dans les terres sur lesquelles TC Énergie exerce ses activités. TC Énergie tient à remercier les premiers gardiens de ces territoires, toutes générations confondues (passées, présentes et futures), de partager leurs terres natales avec nous.

Information prospective

On fait référence dans ces pages à des informations prospectives. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2022 de TC Énergie déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et pouvant être consulté à TCEnergy.com

UNE SOCIÉTÉ ÉNERGÉTIQUE À L'ÉCHELLE DU CONTINENT

GAZODUCS

25 %

de la demande en
Amérique du Nord

...

Notre réseau de 93 700 kilomètres (58 200 milles) dessert les bassins de ressources les plus vastes et les plus concurrentiels ainsi que les marchés dont la demande présente la plus grande valeur. Au Canada, aux États-Unis et au Mexique, nous fournissons en toute sécurité plus de 25 % du gaz naturel requis pour combler les besoins énergétiques en Amérique du Nord. Notre réseau de gazoducs aux États-Unis achemine actuellement quelque 30 % du gaz d'alimentation à base de gaz naturel liquéfié (« GNL ») et nous en sommes à construire le premier lien direct qui permettra de raccorder le gaz provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») aux marchés du GNL par l'intermédiaire du gazoduc Coastal GasLink.

Le gaz naturel est un carburant sûr et fiable qui jouera un rôle important dans la transition énergétique, alors que le monde réduit sa dépendance aux sources d'énergie à plus haute teneur en carbone. Ce carburant à combustion, abondant et plus propre, continuera de compenser le caractère intermittent des sources d'énergies renouvelables.

PIPELINES DE LIQUIDES

20 %

de la demande canadienne
de pétrole brut

...

Notre réseau de pipelines de liquides de 4 900 kilomètres (3 000 milles) raccorde directement l'une des plus grandes réserves de pétrole au monde, le BSOC, aux principaux marchés de raffinage (capacité totale d'environ 14 millions de b/j) dans le Midwest américain et sur la côte américaine du golfe du Mexique. Soutenu par des structures commerciales à long terme et 96 % de clients de grande qualité ou l'équivalent, ce réseau irremplaçable dessert un corridor des plus stratégiques.

Il est attendu que la production de pétrole en Amérique du Nord continuera de représenter une composante robuste et importante de l'offre de carburant au cours des prochaines décennies.

L'approvisionnement en pétrole brut stable et fiable provenant du BSOC devrait augmenter de 600 000 b/j d'ici à la fin de la décennie, et l'utilisation des produits raffinés sur nos principaux marchés devrait rester élevée jusqu'en 2050.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

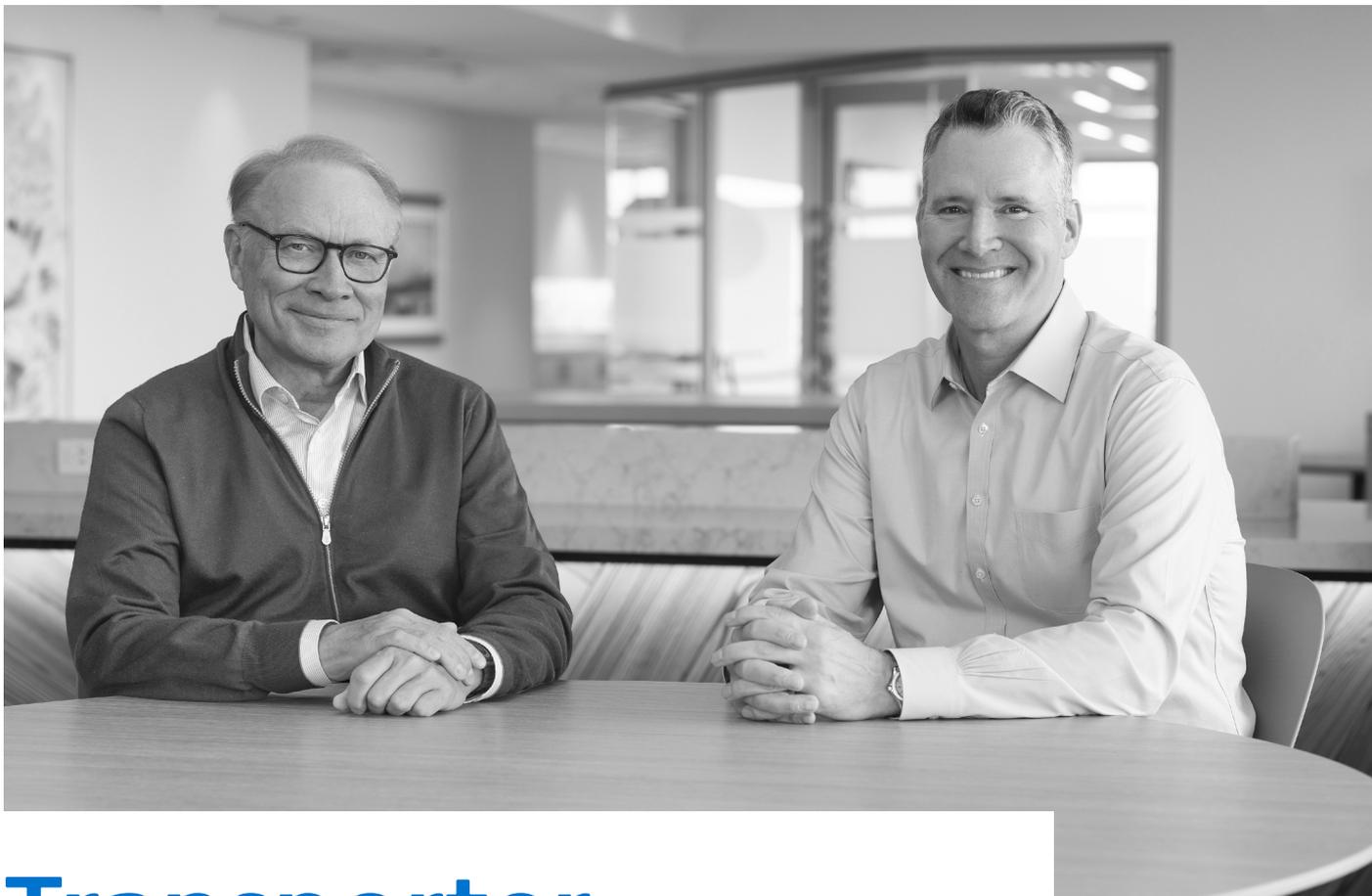
30+

ans d'expérience

...

Nous détenons, en propriété exclusive ou partielle, des centrales de production d'électricité d'une capacité combinée d'environ 4 300 mégawatts (« MW ») qui ne génèrent aucune émission dans une proportion d'environ 75 %. Notre portefeuille lié à l'énergie est soutenu à plus de 92 % par des contrats à long terme et nous avons conclu des conventions d'achat d'électricité auprès de centrales solaires et éoliennes visant 600 MW aux États-Unis et 416 MW au Canada. Nous continuons de mettre en œuvre une foule d'initiatives de croissance liées à la transition énergétique, y compris les occasions d'accroître la capacité et de prolonger la durée d'utilité de la centrale nucléaire de Bruce Power, et ce, en continuant d'explorer les possibilités liées aux énergies renouvelables, à l'hydrogène, à l'accumulation par pompage ainsi qu'aux technologies de captage et de stockage du carbone (« CUSC »), ou en investissant dans celles-ci.

La demande d'énergie croissante appelle une solution englobant tout ce qui précède, et TC Énergie est bien placée pour l'offrir. Nos activités fondamentales solides croissent au fil des occasions créées par nos clients, et en tant qu'entreprise bien établie, nous sommes en mesure d'accéder aux marchés qui présentent d'importantes barrières à l'entrée.



Transporter l'énergie, apporter des solutions

MESSAGE DE FRANÇOIS ET SIIM

Les facteurs sociaux et politiques sont en constante évolution, et notre façon de nous y adapter est cruciale.

En 2022, les événements géopolitiques ont mis en lumière la question de la sécurité énergétique partout dans le monde ainsi que l'importance de mettre en équilibre la sécurité énergétique et la durabilité lorsque l'on planifie en vue de l'avenir. Nous jouons un rôle important dans l'élaboration de solutions locales et mondiales liées à la transition énergétique et, en 2022, nous avons continué de mettre à contribution notre vaste infrastructure pour acheminer une énergie abordable, fiable et plus durable alors que la demande augmentait dans les collectivités que nous servons. Notre équipe et, par conséquent, nos actifs ont livré un rendement exceptionnel et ont fracassé des records de transport d'énergie tout au long de l'exercice, notamment lors des derniers grands froids lorsque notre réseau de NGTL a établi un nouveau record de livraison de 16,4 Gpi³ le 19 décembre et que notre réseau de gazoducs aux États-Unis a atteint un sommet avec la livraison de 36,6 Gpi³ le 23 décembre. En outre, lors des jours froids de février et de mars, notre disponibilité a atteint 100 % en Alberta. Nous avons ainsi fourni de l'énergie aux gens au moment où ils en avaient le plus besoin.

En plus de répondre à la demande d'énergie au pays, notre réseau sans pareil joue un rôle indispensable en transportant environ 30 % du gaz naturel destiné aux exportations de GNL à partir des États-Unis vers les marchés du monde entier. Nous nous attendons à ce que la croissance des exportations de GNL se poursuive à mesure que la demande mondiale d'énergie continuera d'augmenter.

Une fois de plus, nous avons mis à profit la valeur de nos actifs de plus de 100 milliards de dollars et dégagé des résultats solides pour nos actionnaires.

- ▶ Nous avons dégagé un BAIIA comparable¹ de 9,9 milliards de dollars
- ▶ Nous avons dégagé un résultat comparable¹ de 4,3 milliards de dollars, soit 4,30 \$ par action ordinaire¹
- ▶ Nous avons généré des fonds provenant de l'exploitation comparables¹ de 7,4 milliards de dollars
- ▶ Nous avons mis en service des actifs d'une valeur d'environ 5,8 milliards de dollars tout en poursuivant notre programme de projets d'investissement garantis de 34 milliards de dollars.

En plus de composer avec les facteurs externes, nous tournons aussi notre regard vers l'intérieur pour veiller à ce que nos activités soient sécuritaires et efficaces, de manière à maximiser la valeur pour l'ensemble de nos parties prenantes.

LA SÉCURITÉ ET L'EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE EN PRIORITÉ

L'excellence opérationnelle est fondée sur la sécurité et nos objectifs à cet égard sont clairs : assurer la sécurité des personnes, de l'environnement et de nos actifs en tout temps. Les incidents graves ou critiques ne sont jamais acceptables. Dans les rares cas où un incident se produit, nous sommes résolus à prendre les mesures appropriées dans le cadre de l'intervention, de la reprise et de la remise en état. Nous prenons cette responsabilité au sérieux, notamment en ce qui concerne la résolution du récent incident survenu à la borne 14 du réseau d'oléoducs Keystone dans le comté de Washington, au Kansas. En février 2023, nous avons récupéré plus de 90 % des volumes relâchés. Nous continuons de travailler avec diligence pour remettre la zone dans son état initial, tout en enquêtant sur la cause de l'incident et en mettant en pratique les leçons que nous en avons tirées.

Dans le cadre de l'accent que nous mettons sur l'excellence opérationnelle, nous continuons de rechercher de nouveaux moyens de maximiser la valeur de nos actifs d'exploitation en optimisant la disponibilité et le débit du réseau ainsi que les modalités des ententes commerciales conclues avec nos clients. Par ailleurs, nous passons au peigne fin notre organisation afin de repérer de nouvelles efficacités de coûts dans le but de rentabiliser au maximum les fonds que nous dépensons et de réduire les coûts sans faire de compromis sur la sécurité.

UN AVENIR ÉNERGÉTIQUE PLUS DURABLE ET PLUS ÉQUITABLE

Les progrès ne sont pas toujours linéaires, mais nous apportons les modifications nécessaires pour continuer de favoriser les changements significatifs. En 2022, nous avons présenté les progrès suivants par rapport à nos cibles.

- ▶ Établissement d'un indicateur clé de performance relatif à l'intensité des émissions de la société pour permettre une meilleure compréhension de nos progrès par rapport à nos objectifs en matière de climat.
- ▶ Mise sur pied d'un conseil consultatif autochtone, qui conseillera la haute direction sur les questions autochtones.
- ▶ Signature avec 16 communautés autochtones établies le long du corridor du projet Coastal GasLink d'une entente visant une option de participation de 10 %.
- ▶ Dépassement de la cible d'équité des genres des membres du conseil – du fait des retraites et des nominations, la représentation féminine au conseil s'élève maintenant à 38 %.

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui, par conséquent, peuvent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Le bénéfice sectoriel, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le bénéfice net par action ordinaire et les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation sont respectivement les mesures conformes aux PCGR des États-Unis les plus directement comparables. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2022 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information et un rapprochement avec les PCGR américains équivalents.

- ▶ Établissement de liens entre la rémunération et les progrès relatifs à nos priorités en matière d'ESG dans le tableau de bord de la société.

Ancrée dans nos valeurs, notre stratégie de durabilité sur plusieurs années repose sur la conviction que le gaz naturel jouera un rôle central dans l'avenir énergétique du monde et que les liquides continueront d'occuper une place importante pendant la croissance de la production d'énergie à faibles émissions de carbone.

COISSANCE DURABLE DES FLUX DE TRÉSORERIE ET POURSUITE DE LA PROGRESSION DE NOS DIVIDENDES

Notre stratégie est stable et nos engagements sont constants depuis des décennies. Notre proposition de valeur distinctive nous a permis de créer une valeur à long terme constante et fiable pour nos actionnaires, y compris des hausses des dividendes pendant 23 années consécutives.

Notre empreinte fait ressortir notre position dominante dans le secteur en Amérique du Nord, qui se distingue de toute autre société d'infrastructure comparable. Notre réseau de gaz naturel est l'un des plus vastes. Nos gazoducs et nos pipelines de liquides occupent des emplacements stratégiques et raccordent les bassins à plus faibles coûts aux plus grands marchés de demande. Nous comptons plus de 30 ans d'expérience dans le domaine de l'électricité et, en Amérique du Nord, nous sommes positionnés stratégiquement à l'intersection des molécules et des électrons. Nous pourrions ainsi tirer profit des occasions liées à la transition énergétique, puisque les réductions des émissions de GES proviendront principalement de l'électrification au cours de la prochaine décennie.

La répartition de l'énergie en Amérique du Nord continue d'évoluer et exige une solution englobant tout ce qui précède afin d'assurer qu'elle reste abordable et fiable et que les réductions des émissions de GES se poursuivent. Notre infrastructure est l'épine dorsale de ce réseau énergétique continental en pleine évolution. Nos principes fondamentaux n'ont pas changé, mais nos plans d'investissement évolueront au fil du temps, comme ils l'ont toujours fait. Nous continuons d'étoffer nos capacités et nos investissements dans les solutions énergétiques renouvelables et à faibles émissions de carbone, comme l'hydrogène, le CUSC et le gaz naturel renouvelable.

Fait important, notre stratégie a été mise à l'épreuve selon plusieurs prévisions, dont un scénario de transition énergétique accélérée. Nos actifs devraient demeurer très utilisés et utiles dans un large éventail de scénarios de transition énergétique. De nombreuses occasions continuent de s'offrir à TC Énergie. Cette année, nous avons approuvé de nouveaux projets de 8,8 milliards de dollars, y compris plusieurs initiatives liées à la transition énergétique, en plus de l'agrandissement, du prolongement

et de la modernisation de nos réseaux de gaz naturel. Nous disposons d'un portefeuille de projets d'investissement variés et approuvés de 34 milliards de dollars, qui figure parmi les plus importants du secteur. Nous ciblons l'approbation de projets de plus de 5 milliards de dollars par année qui cadrent avec nos préférences en matière de risque et de rendement. Cela signifie que nos actifs seront soutenus par des contrats d'achat ferme à long terme ou par la réglementation des tarifs et qu'ils commanderont un écart par rapport à notre coût du capital afin de maximiser la valeur pour les actionnaires.

Dans l'ensemble, cette proposition de valeur distinctive soutient la certitude à l'égard de nos flux de trésorerie et démontre la résilience de notre portefeuille, au fil du temps et aux différents stades du cycle économique. C'est pourquoi nous pouvons affirmer avec confiance que nous avons la capacité de réinvestir et de poursuivre la croissance de notre entreprise. Nous affichons 23 années consécutives de croissance des dividendes et nous prévoyons que cette croissance se poursuivra à un rythme annuel de 3 % à 5 %.

UN PLAN DE FINANCEMENT CLAIREMENT DÉFINI

Notre portefeuille de projets de croissance sans égal est un facteur de différenciation pour nous. Le fait que de nombreuses occasions s'offrent à nous signifie que nous avons accès à une multitude de projets futurs. Nous faisons preuve de rigueur stratégique en ce qui concerne les occasions que nous saisissons et la manière dont nous finançons cette croissance.

La rotation du capital a toujours été un outil puissant dans notre coffre à outils. Nous allons de l'avant avec la vente de certains actifs secondaires et/ou de participations minoritaires, dont nous prévoyons tirer un produit de plus de 5 milliards de dollars en 2023. De plus, nous continuerons d'avoir recours à la rotation du capital après 2023 afin de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires.

Les objectifs de notre cible de rotation du capital de plus de 5 milliards de dollars en 2023 sont les suivants :

- ▶ accélérer notre désendettement;
- ▶ concrétiser les nombreuses possibilités qui s'offrent à nous;
- ▶ procurer une source d'autofinancement pour les occasions de croissance à valeur élevée.

Nous sommes d'avis qu'en mettant à exécution ces mesures, nous renforcerons notre bilan pour nous assurer de demeurer en bonne position concurrentielle afin de tirer profit des occasions futures. Nous continuerons d'accroître le bénéfice, les flux de trésorerie et les dividendes par action au moyen d'investissements prudents dans des actifs d'infrastructure énergétique de haute qualité et à faible risque qui nous permettront de fournir aux gens l'énergie abordable et fiable dont ils ont besoin, chaque jour.

LES SYNERGIES ENTRE LES SECTEURS D'ACTIVITÉ CRÉENT DES OCCASIONS DE CROISSANCE INÉGALÉES

Notre réseau bien connecté d'actifs transporte l'énergie dont les Nord-Américains ont besoin, tout en permettant le développement des technologies du futur.

① AMÉLIORER LE RENDEMENT DE NOS ACTIFS EXISTANTS

Repérer les innovations et les gains d'efficacité

② METTRE À CONTRIBUTION NOTRE RÉSEAU

Nos actifs en Amérique du Nord sont un tremplin pour les projets d'agrandissement, de prolongement et de modernisation ainsi que pour les solutions énergétiques à faibles émissions de carbone.

③ GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)

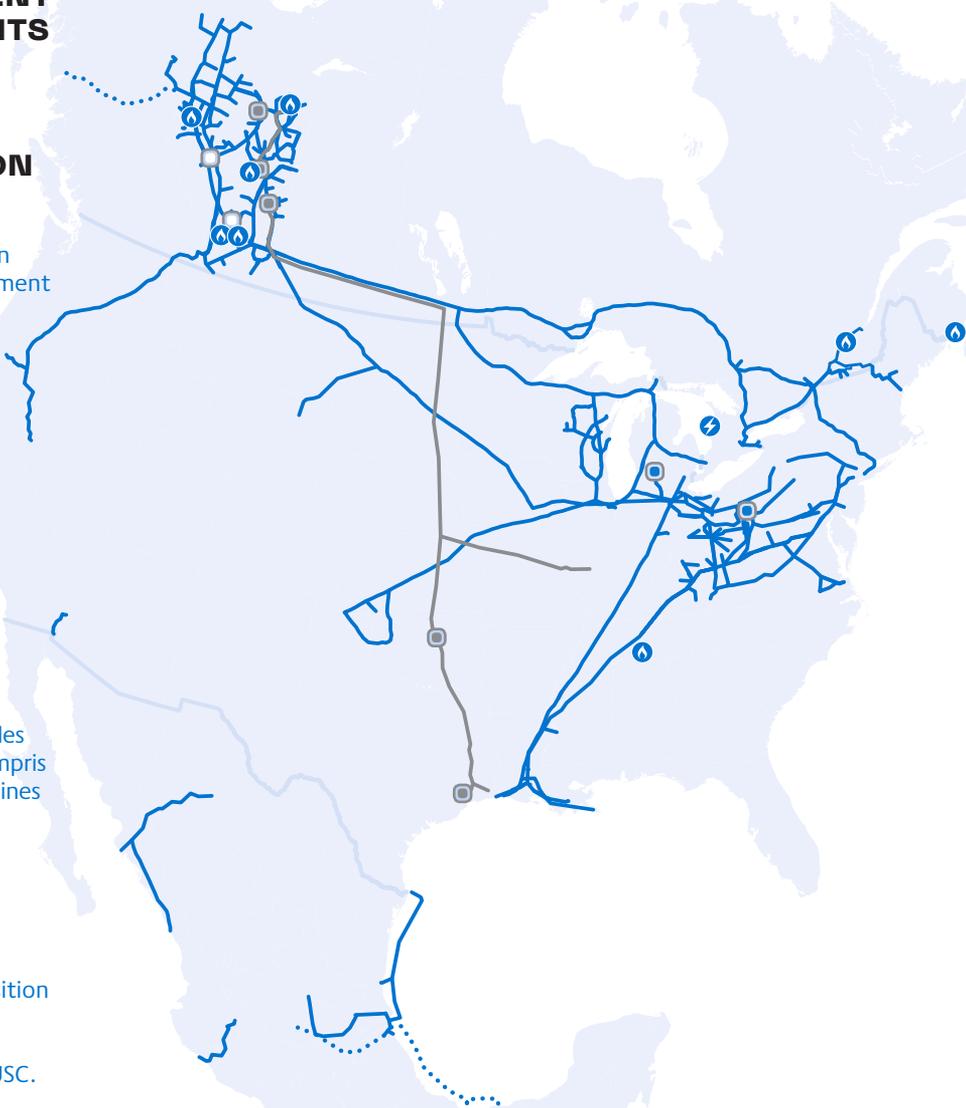
Accroître la part de marché du GNL transporté par nos réseaux vers les marchés mondiaux.

④ ÉNERGIE À ÉMISSIONS NULLES

Développer ou exploiter des sources d'énergie nucléaire, hydroélectrique, solaire et éolienne et des installations de stockage à grande échelle — y compris des solutions pour alimenter notre réseau de pipelines avec des énergies renouvelables.

⑤ OCCASIONS DE DÉCARBONATION

Les occasions créées par nos clients et notre position en tant qu'entreprise bien établie permettent la réalisation d'initiatives visant le gaz naturel renouvelable, l'hydrogène et les solutions de CUSC.



S'OCCUPER DU PRÉSENT, PRÉPARER L'AVENIR

Notre équipe de plus de 7 000 personnes rend ces accomplissements possibles alors que nous continuons d'acheminer, de stocker et de produire l'énergie sur laquelle compte l'Amérique du Nord et, en fin de compte, le monde entier, tout en mettant au point de nouvelles solutions plus sûres et plus durables pour demain. Nous croyons qu'une stratégie englobant tout ce qui précède s'impose, de même que l'innovation, la collaboration et une expertise de classe mondiale. Ces compétences essentielles sont très répandues au sein de notre organisation et, conjuguées à notre stratégie robuste, elles font en sorte que la société demeure en bonne position pour connaître la prospérité à long terme.

Pour orienter ces efforts, nous comptons sur un conseil d'administration de plus en plus diversifié qui apporte un large éventail de points de vue, d'origines et d'expériences. Dans le cadre de notre processus continu de planification de la relève, nous avons accueilli Dheeraj Verma et Cheryl Campbell au sein du conseil. Nommé en avril 2022, Dheeraj possède une expertise considérable en matière de transactions sur les marchés financiers et d'investissements dans l'énergie. Cheryl, qui a été nommée en juin 2022, possède une vaste expérience dans le secteur intermédiaire de l'énergie. Elle est spécialisée dans les activités d'exploitation, réglementées comme non réglementées, ainsi que dans les questions de durabilité et de gestion des risques. Nous sommes certains qu'ils apporteront de précieuses contributions à notre stratégie et à notre gouvernance d'entreprise.

En ce début de 2023, nous avons hâte de développer et d'accroître notre portefeuille de solutions énergétiques. Étant donné notre combinaison unique d'expérience approfondie et de relations étroites avec nos partenaires et nos clients, nous sommes en position d'aider à relever le défi mondial qui consiste à combler une demande d'énergie croissante tout en réduisant les émissions. De plus, notre rigueur financière et notre programme de rotation du capital annoncé récemment nous permettront de financer et de gérer avec prudence nos actifs et les occasions qui se présentent sur notre réseau actuel.

L'accent que nous mettons, à l'échelle de la société, sur la sécurité, l'efficacité et la rigueur de nos activités donnera des résultats pour nos employés, nos clients et nos actionnaires, tout en jetant les bases d'une croissance forte et durable qui garantira notre place dans l'avenir énergétique.

Estimés actionnaires, nous vous remercions de votre soutien indéfectible.

Cordialement,

François Poirier
Président et chef de
la direction

Siim A. Vanaselja
Président du conseil



VERS UN AVENIR ÉNERGÉTIQUE PLUS PROPRE



Notre empreinte sans pareille offre d'importantes possibilités de concrétiser un avenir énergétique à faibles émissions de carbone. Grâce à la décarbonation de notre consommation d'énergie et à l'innovation à l'échelle de nos actifs, nous atteindrons nos cibles climatiques et favoriserons le respect des objectifs mondiaux de réduction des émissions.



DÉCARBONER NOS ACTIVITÉS

En dotant les pipelines de compresseurs électriques à émissions nulles, en faisant progresser la technologie de captage du carbone et en convertissant le parc automobile de la société aux véhicules électriques, nous réduisons les émissions associées à nos activités.

INVESTIR DANS DES TECHNOLOGIES À FAIBLES ÉMISSIONS DE CARBONE

En mettant à contribution notre vaste expertise en matière d'énergie et notre infrastructure étendue, nous investissons dans l'énergie nucléaire et solaire, l'accumulation par pompage, l'hydrogène et les technologies de gaz naturel renouvelable qui seront des composantes essentielles d'un avenir énergétique durable.

MODERNISER NOS RÉSEAUX ET NOS ACTIFS

Nous avons recours aux données et à l'apprentissage machine pour rendre nos réseaux plus intelligents, plus sécuritaires et plus efficaces, afin que toutes les pièces de notre réseau fassent partie de la solution de réduction des émissions.



LES FACTEURS ESG, UNE PRIORITÉ INCONTOURNABLE

Pour nous, l'évolution vers un avenir énergétique à faibles émissions constitue une obligation sérieuse, et non une contrainte ou un obstacle – c'est une occasion incroyable, qui favorisera la croissance de notre société grâce à des investissements en accord étroit avec nos objectifs stratégiques, nos préférences traditionnelles en matière de risque et nos valeurs fondamentales.

Nous avons à la fois l'extraordinaire occasion et la responsabilité de jouer un rôle vital dans la transition énergétique. Nous sommes convaincus de pouvoir être des acteurs de changement, en grande partie grâce à notre personnel innovant, à notre empreinte et aux relations de confiance que nous avons bâties avec nos parties prenantes et nos partenaires.

Points saillants des résultats financiers

23

ANNÉES

D'AUGMENTATION DES DIVIDENDES ANNUELS

Résultat comparable par action ordinaire³ (en dollars)



Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)



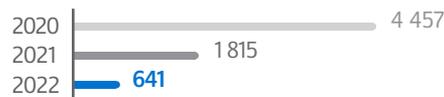
BAIIA comparable³ (en millions de dollars)



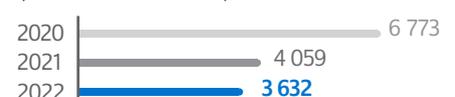
Résultat comparable³ (en millions de dollars)



Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)



Total du bénéfice sectoriel (en millions de dollars)



Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars)



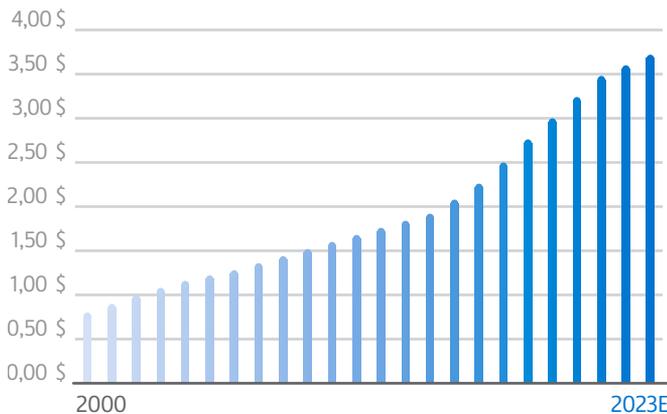
Fonds provenant de l'exploitation comparables³ (en millions de dollars)



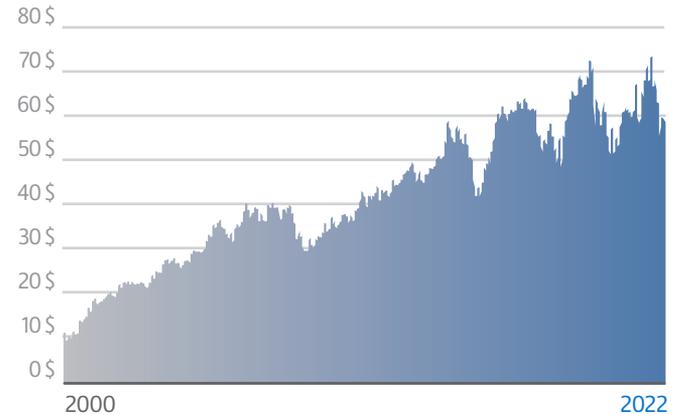
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation (en millions de dollars)



Croissance des dividendes



Cours de l'action ordinaire — Bourse de Toronto



³ Mesures non conformes aux PCGR qui ne constituent pas des mesures définies prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR américains; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » de la section « Au sujet de la présente publication » de notre rapport de gestion annuel 2022 (intégré par renvoi aux présentes) pour un complément d'information et un rapprochement avec les PCGR américains équivalents.

Rapport de gestion

Le 13 février 2023

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Le rapport de gestion doit par ailleurs être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2022, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	10
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	15
• Trois entreprises essentielles	16
• Notre stratégie	17
• Points saillants des résultats financiers de 2022	21
• Perspectives	31
• Programme d'investissement	32
ENTREPRISE DE GAZODUCS	38
GAZODUCS – CANADA	48
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	55
GAZODUCS – MEXIQUE	61
PIPELINES DE LIQUIDES	66
ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES	78
SIÈGE SOCIAL	90
SITUATION FINANCIÈRE	96
AUTRES RENSEIGNEMENTS	109
• Gestion des risques d'entreprise	109
• Contrôles et procédures	125
• Estimations comptables critiques	126
• Instruments financiers	129
• Transactions avec des parties liées	131
• Modifications comptables	132
• Résultats trimestriels	133
GLOSSAIRE	146

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TC Énergie » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à Corporation TC Énergie et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 146. Tous les renseignements sont en date du 13 février 2023 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion, y compris les acquisitions;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, de même que la gestion de notre portefeuille, y compris nos attentes concernant la taille, le calendrier et les résultats du programme de sortie d'actifs;
- la croissance prévue des dividendes;
- la durée prévue du RRD avec escompte;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- l'intensité attendue de la demande énergétique;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels, y compris les coûts des mesures environnementales correctives;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport de 2022 sur la durabilité et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

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

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

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

Toute décision de ne pas ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des remboursements d'impôts sur le bénéfice, des provisions pour moins-value et des ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- des ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques et aux fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, des règlements dans le cadre de faillites et d'autres règlements;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

Nous excluons des mesures comparables les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. À compter du premier trimestre de 2022, nous avons exclu des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des placements détenus par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques, et les périodes antérieures sont présentées sur la même base. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Au troisième trimestre de 2022, Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH ») et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations latentes des mesures comparables. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions sur les provisions pour pertes sur créances attendues.

Nous avons également exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt libellé en pesos à une société liée ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car les montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

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

Mesure comparable	Mesure conforme aux PCGR
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAlIA comparable et BAII comparable

Le BAlIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAlIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAII comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

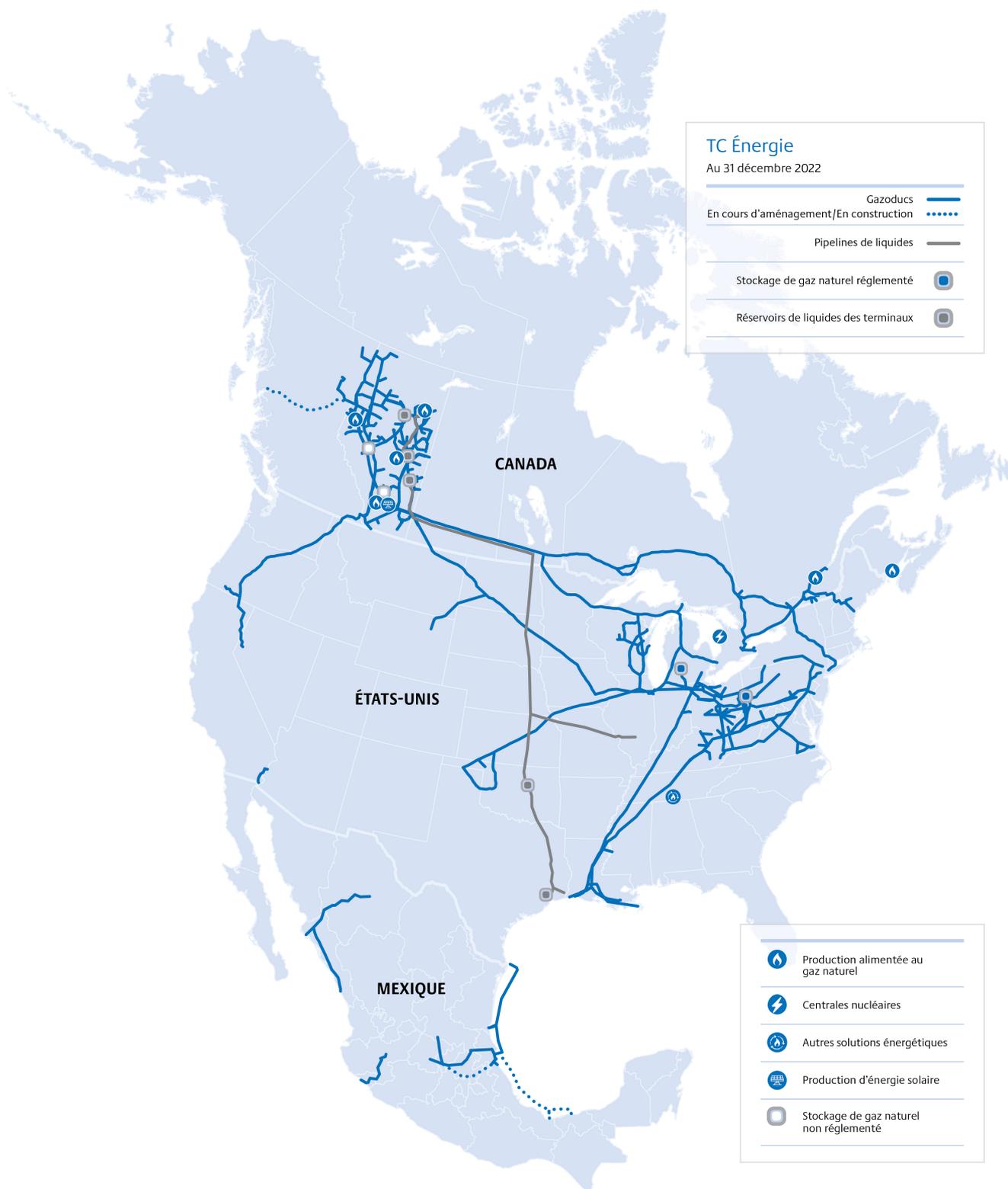
Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, (la perte) le gain de change, montant net, les intérêts créditeurs et autres, la charge d'impôts sur le bénéfice, les participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net par action ordinaire.

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées à la note 29 « Variations du fonds de roulement d'exploitation » de nos états financiers consolidés de 2022. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 70 ans, TC Énergie est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons trois entreprises essentielles, soit Gazoducs, Pipelines de liquides et Énergie et solutions énergétiques. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie et solutions énergétiques. Nous avons aussi un secteur Siège social qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance et le financement des secteurs d'exploitation de TC Énergie et leur fournit divers autres services.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2022	2021
Total de l'actif par secteur		
Gazoducs – Canada	27 456	25 452
Gazoducs – États-Unis	50 038	45 502
Gazoducs – Mexique	9 231	7 547
Pipelines de liquides	15 587	14 951
Énergie et solutions énergétiques	8 272	6 563
Siège social	3 764	4 203
	114 348	104 218

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2022	2021
Total des produits par secteur		
Gazoducs – Canada	4 764	4 519
Gazoducs – États-Unis	5 933	5 233
Gazoducs – Mexique	688	605
Pipelines de liquides	2 668	2 306
Énergie et solutions énergétiques	924	724
	14 977	13 387

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2022	2021
BAIIA comparable par secteur¹		
Gazoducs – Canada	2 806	2 675
Gazoducs – États-Unis	4 089	3 856
Gazoducs – Mexique	753	666
Pipelines de liquides	1 366	1 526
Énergie et solutions énergétiques	907	669
Siège social	(20)	(24)
	9 901	9 368

1 Se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour un complément d'information sur le rapprochement du bénéfice sectoriel et du BAIIA comparable.

NOTRE STRATÉGIE

Notre vision consiste à être la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain, en produisant, stockant et distribuant de façon sécuritaire l'énergie dont la population a besoin chaque jour. Notre but est de constituer, de faire grandir et d'exploiter un portefeuille d'infrastructures qui nous permet de prospérer, peu importe le rythme de la transition énergétique et l'orientation que celle-ci prendra. Nous sommes une équipe de personnes travaillant à trouver des solutions pour acheminer cette énergie d'une façon plus abordable, fiable et durable tout en développant des solutions énergétiques à faibles émissions de carbone qui favorisent la transition énergétique – du gaz naturel et des énergies renouvelables au captage du carbone et à l'hydrogène.

Nos actifs regroupent des réseaux de transport, de stockage et de livraison de gaz naturel et de pétrole brut ainsi que des actifs de production d'électricité. Ces infrastructures de longue durée desservent tous les corridors stratégiques de l'Amérique du Nord et reposent sur des ententes commerciales à long terme ou une tarification réglementée. Nos actifs produisent des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables et constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque assimilable à un service public. Notre stratégie à long terme est articulée autour de plusieurs convictions profondes :

- le gaz naturel continuera de jouer un rôle de première importance dans l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord;
- le pétrole brut restera une composante importante de l'offre de carburant;
- les besoins en énergies renouvelables et en sources d'énergie fiables et à la demande pour soutenir la stabilité du réseau s'accroîtront considérablement;
- les infrastructures actuelles prendront de la valeur en raison des difficultés qui gênent la construction de toutes les nouvelles infrastructures énergétiques linéaires, en particulier des pipelines.

Ventilation du BAIIA comparable¹

Exercice clos le 31 décembre	2022	2021
BAIIA comparable par secteur		
Gazoducs – Canada	28 %	29 %
Gazoducs – États-Unis	41 %	41 %
Gazoducs – Mexique	8 %	7 %
Pipelines de liquides	14 %	16 %
Énergie et solutions énergétiques	9 %	7 %
	100 %	100 %

1 Il y a lieu de se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir une répartition du résultat sectoriel par secteur.

À mesure que se déroulera la transition énergétique, notre composition d'actifs continuera d'évoluer en fonction des sources d'énergie en Amérique du Nord, ce qui entraînera les changements prévus suivants dans la répartition des capitaux :

- la proportion de notre secteur Énergie et solutions énergétiques dans notre portefeuille est appelée à s'élargir;
- notre secteur des gazoducs continuera d'attirer des capitaux;
- nos investissements dans le secteur Pipelines de liquides viseront essentiellement la maximisation de la valeur de nos actifs de base;
- nous consentirons des investissements mesurés dans les nouvelles technologies, sans prendre de risques volumétriques ou de risques liés aux prix des produits de base inconsidérés.

Éléments clés de notre stratégie

1 Maximiser la valeur de nos éléments d'infrastructure et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

- Le fondement même de notre entreprise demeure la sécurité et la fiabilité de notre exploitation, le maintien de l'intégrité de nos infrastructures et la réduction de notre empreinte environnementale.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs ainsi que des installations de stockage; ils relient les bassins d'approvisionnement à faible coût et de longue durée aux principaux marchés de l'Amérique du Nord et aux marchés d'exportation, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Nos actifs de production d'électricité et de stockage non réglementés sont pour la plupart visés par des contrats à long terme qui nous procurent des flux de trésorerie et des revenus stables.

2 Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel, composé d'environ 34 milliards de dollars destinés à des projets garantis. De plus, nos projets en cours d'aménagement bénéficient ou devraient bénéficier pour la plupart d'un soutien sur le plan commercial. Nous prévoyons que ces investissements contribueront à accroître les résultats et les flux de trésorerie lorsque les actifs seront mis en service.
- Notre vaste présence géographique nous procure des occasions de croissance considérables dans les corridors déjà exploités. Cela comprend les possibilités futures de déployer des technologies d'infrastructure à faibles émissions telles que les énergies renouvelables et le captage d'hydrogène et de carbone, qui contribueront à réduire l'empreinte carbone de nos clients et la nôtre et qui favoriseront le prolongement de la durée de vie de nos actifs existants.
- Nous poursuivons l'aménagement de projets et la gestion des risques liés à la construction suivant une approche rigoureuse qui favorise la maximisation de l'efficacité des investissements et du rendement pour nos actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans notre expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités d'obtention de permis, de financement, de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinaires et d'autres installations énergétiques.
- La sécurité, le caractère exécutable, la rentabilité et la responsabilité à l'égard des facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») sous-tendent chacun de nos investissements.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur et d'investissements de grande qualité

- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel, qui accroissent la résilience future dans un contexte de transformation des sources d'énergie et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants qui cadrent avec nos préférences en matière de risque. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'entreprise » pour consulter un aperçu de nos risques d'entreprise.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance réglementés ou visés par des ententes commerciales à long terme dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage d'un projet.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables et que les risques et les rendements inhérents soient acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets, notamment les initiatives de croissance liées à la transition énergétique.
- Nous surveillons les tendances de l'offre et de la demande propres au secteur de l'énergie et nous analysons la performance de notre portefeuille dans divers scénarios d'évolution des sources d'énergie en tenant compte des recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (TCFD) du Conseil de stabilité financière. Cette surveillance nous aide à repérer les occasions susceptibles d'assurer notre résilience, de renforcer nos actifs ou d'accroître la diversification de notre portefeuille.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales en sécurité, en excellence opérationnelle, en création d'occasions d'investissement, en réalisation des travaux et en relations avec les parties prenantes, de même que dans les secteurs d'importance clé pour la durabilité et le respect des facteurs ESG, pour dégager une valeur actionnariale.
- Le recours à une démarche disciplinée en matière de répartition du capital nous permet de maximiser la valeur à court, moyen et long terme. Nous répartissons le capital de manière à améliorer l'étendue et la compétitivité des coûts des services que nous offrons, à prolonger la durée de vie de nos actifs, à accroître la diversification et à renforcer la compétitivité de nos actifs en matière d'empreinte carbone.
- Nous croyons que notre portefeuille diversifié et de grande qualité d'actifs en place génère des flux de trésorerie prévisibles et à faible risque et nous place dans une position avantageuse pour réussir face à n'importe quel scénario de transition énergétique.
- Une attention particulièrement soutenue à l'égard de la gestion des talents nous permet d'avoir les capacités nécessaires à l'exécution de notre stratégie et à sa concrétisation en résultats tangibles.

Notre avantage concurrentiel

Les besoins en solutions énergétiques sûres, fiables et durables gagnent en importance. Notre solide position concurrentielle nous vient de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques, d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et d'un modèle éprouvé de répartition du capital. Nous ne perdons jamais de vue notre raison d'être, qui consiste à combler les besoins en énergie actuels et futurs de la population. Nous y parviendrons d'une manière sûre et responsable et en respectant les valeurs de collaboration et d'intégrité qui sont les nôtres, en misant sur les atouts suivants :

- **Gouvernance et leadership forts** – Notre approche de l'éthique des affaires, de la gestion des risques d'entreprise, du comportement à l'égard de nos concurrents, de nos compétences en exploitation et en élaboration de stratégies et du soutien financier, juridique et réglementaire et de nos relations avec les parties prenantes commerciales obéit à des règles de gouvernance strictes.
- **Portefeuille de grande qualité** – Notre modèle commercial durable et à faible risque assimilable à un service public nous procure l'envergure et la présence nécessaires pour assurer des services d'infrastructures essentiels et extrêmement compétitifs et maximiser la valeur de nos actifs à long terme et de nos positions commerciales à toutes les étapes du cycle économique. Notre portefeuille d'actifs en place et la synergie que permet notre envergure favorisent le transport des molécules et des électrons, ce qui nous procure la souplesse nécessaire pour consacrer des capitaux à l'électrification ou à d'autres technologies émergentes à faibles émissions de carbone grâce auxquelles nous pourrions faire face à n'importe quel scénario de transition énergétique. Par exemple, nous travaillons de concert avec un partenaire du secteur à développer le réseau carbone de l'Alberta (« ACG »), un système de calibre mondial de captage et de stockage du carbone visant à aider les secteurs industriels de la province à séquestrer leurs émissions.
- **Discipline rigoureuse** – Notre personnel, pour qui le travail se fait toujours dans le respect des valeurs, possède un niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques. Nos employés font de l'excellence opérationnelle une priorité; leur engagement envers la santé, la sécurité, la durabilité et la protection de l'environnement épouse le contexte actuel et pourra s'adapter à l'évolution du secteur de l'énergie.
- **Position financière** – Notre performance financière est solide et constante, tout comme notre stabilité et notre rentabilité à long terme ainsi que notre démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux. Nous sommes à même d'accéder à des montants en capitaux considérables pour financer nos nouveaux investissements et la croissance des dividendes sur nos actions ordinaires tout en préservant la souplesse financière nécessaire à nos activités dans toutes les conditions de marché, ce qui comprend les sorties d'actifs. De plus, nous veillons à maintenir la simplicité et la clarté de nos activités et de notre structure d'entreprise.
- **Capacité d'adaptation démontrée** – Nous avons maintes fois fait la preuve de notre capacité à transformer les changements politiques ou technologiques en occasions. C'est ainsi que nous sommes par exemple revenus sur le marché mexicain lorsque le pays a délaissé les carburants fossiles pour adopter le gaz naturel, que nous avons inversé le sens d'écoulement de nos pipelines devant la révolution que représentait le gaz de schiste, que nous avons modifié la vocation du réseau principal au Canada, dont la capacité était sous-utilisée, et qui transporte maintenant du pétrole brut au lieu du gaz naturel, que nous avons installé des postes de compression électrique ou remplacé des postes de compression à gaz par l'électrification, ou les deux, tel qu'il a été proposé pour le projet Valhalla North et Berland River (« VNBR ») et le projet WR respectivement au Canada et aux États-Unis, et que nous mettons actuellement à contribution nos actifs complémentaires en vue de réduire les émissions provenant de nos pipelines de liquides par le truchement de notre secteur Énergie et solutions énergétiques.
- **Engagement envers la durabilité et les facteurs ESG** – Nous nous efforçons d'interagir avec l'environnement, les associations autochtones, les communautés et les propriétaires fonciers dans une visée à long terme. Nous veillons à la transparence de nos communications relatives à la durabilité avec toutes les parties en cause. Nous avons publié, dans le cadre de notre Rapport sur la durabilité de 2022, l'intensité de nos émissions à l'échelle de la société en vue d'accroître la transparence et de mieux cerner nos objectifs pour atteindre notre cible de 2030 visant à réduire de 30 % les émissions de GES de nos activités. Nous continuons de faire des progrès constants à l'égard des dix engagements pour la durabilité publiés l'an dernier. TC Énergie est devenue une entreprise signataire officielle du PMNU en 2022, ce qui cadre avec notre recherche de partenariats efficaces pour relever les enjeux majeurs en matière de durabilité à l'échelle de la planète.
- **Communications franches** – Nous entretenons avec soin nos relations avec nos clients et nos actionnaires et veillons à communiquer clairement et en toute franchise à nos parties prenantes afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

Nos préférences en matière de risque

Voici un aperçu de notre approche en ce qui concerne le risque :

Maintenir notre vigueur et notre souplesse financières

- Financer nos nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d'emprunt actuelle, à des partenariats et à des sorties d'actifs.

Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables

- Choisir des investissements dont le risque d'exécution est connu, acceptable et gérable et qui tiennent compte des préférences de nos parties prenantes.

Détenir des entreprises soutenues par des fondamentaux solides

- Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par une réglementation favorable ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.

Gérer nos emprunts de sorte que notre cote de crédit soit toujours parmi les meilleures du secteur

- Maintenir une cote de crédit saine, de qualité supérieure, constitue un important avantage concurrentiel, et TC Énergie s'efforcera de faire en sorte que son profil de crédit demeure parmi les meilleurs de son secteur tout en protégeant les intérêts de ses actionnaires et de ses investisseurs.

Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties

- Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2022

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

Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et les pages 24 et 98 ainsi que les pages sur les résultats financiers de chaque secteur pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021	2020
Bénéfice			
Produits	14 977	13 387	12 999
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	641	1 815	4 457
par action ordinaire – de base	0,64 \$	1,87 \$	4,74 \$
BAIIA comparable ¹	9 901	9 368	9 342
Résultat comparable	4 279	4 142	3 939
par action ordinaire	4,30 \$	4,26 \$	4,19 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 375	6 890	7 058
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 353	7 406	7 385
Dépenses d'investissement ²	8 961	7 134	8 900
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	35	3 407
Bilan³			
Total de l'actif	114 348	104 218	100 300
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	41 543	38 661	36 885
Billets subordonnés de rang inférieur	10 495	8 939	8 498
Participation sans contrôle rachetable ⁴	—	—	393
Actions privilégiées	2 499	3 487	3 980
Participations sans contrôle	126	125	1 682
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	31 491	29 784	27 418
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,60 \$	3,48 \$	3,24 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	995	973	940
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	1 018	981	940

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel, la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la page 22.

2 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 4, intitulée « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés 2022 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

3 Aux 31 décembre.

4 Au 31 décembre 2020, la participation sans contrôle rachetable était classée en tant que capitaux propres mezzanine; cette participation a été rachetée en 2021.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021	2020
Gazoducs – Canada	(1 440)	1 449	1 657
Gazoducs – États-Unis	2 617	3 071	2 837
Gazoducs – Mexique	491	557	669
Pipelines de liquides	1 123	(1 600)	1 359
Énergie et solutions énergétiques	833	628	181
Siège social	8	(46)	70
Total du bénéfice sectoriel	3 632	4 059	6 773
Intérêts débiteurs	(2 588)	(2 360)	(2 228)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	369	267	349
(Perte) gain de change, montant net	(185)	10	28
Intérêts créditeurs et autres	146	190	185
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 374	2 166	5 107
Charge d'impôts	(589)	(120)	(194)
Bénéfice net	785	2 046	4 913
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(37)	(91)	(297)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	748	1 955	4 616
Dividendes sur les actions privilégiées	(107)	(140)	(159)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	641	1 815	4 457
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,64 \$	1,87 \$	4,74 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré en 2022 à 0,6 milliard de dollars, ou 0,64 \$ par action (1,8 milliard de dollars, ou 1,87 \$ par action, en 2021; 4,5 milliards de dollars, ou 4,74 \$ par action en 2020), soit une baisse de 1,2 milliard de dollars, ou 1,23 \$ par action, comparativement à 2021. La baisse importante pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 comparativement à 2021 et la baisse importante du bénéfice net par action ordinaire de 2,87 \$ en 2021 par rapport à 2020 s'expliquent principalement par l'incidence nette des postes particuliers décrits ci-après. Le bénéfice net par action ordinaire des deux exercices reflète aussi l'incidence des actions ordinaires émises à l'acquisition de TC Pipelines, LP au premier trimestre de 2021 et des actions ordinaires émises en 2022.

Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et retranchés du résultat comparable :

2022

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après les impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink Pipeline LP »). Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 531 millions de dollars, après les impôts, liée à Great Lakes. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge d'impôts de 196 millions de dollars découlant du règlement relatif à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 114 millions de dollars, après les impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après les impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 19 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après les impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon.

2021

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,1 milliards de dollars après les impôts, déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel;
- une charge après les impôts de 48 millions de dollars liée aux paiements de transition versés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR »);
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 37 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL, ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle soit résiliée;
- un gain de 19 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- un recouvrement de 7 millions de dollars, après les impôts, visant principalement certains coûts auprès de la SIERE se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020.

2020

- une perte de 283 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en avril 2020. Le cumul de la perte comptabilisée relativement à cette transaction jusqu'à la fin de 2020, y compris les pertes comptabilisées en 2019 au moment du classement des centrales dans les actifs destinés à la vente, se chiffre à 477 millions de dollars;
- un gain de 402 millions de dollars après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP;
- une reprise de 299 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts comptabilisée par suite de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation était jugée plus probable qu'improbable en 2020;
- un recouvrement d'impôts additionnel de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Résultats financiers » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces points saillants.

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

Rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	641	1 815	4 457
Postes particuliers, déduction faite des impôts			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	2 643	—	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	531	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	196	—	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats	114	—	—
Décision de la REC relative à Keystone	20	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	19	37	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	13	(11)	(6)
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	5	2 134	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	48	—
Gain sur la vente de Northern Courier	—	(19)	—
(Gain) perte sur la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(7)	283
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	(402)
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	(299)
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	—	(18)
Activités de gestion des risques ¹	97	145	(76)
Résultat comparable	4 279	4 142	3 939
Bénéfice net par action ordinaire	0,64 \$	1,87 \$	4,74 \$
Charge de dépréciation au titre de Coastal Gaslink LP	2,66	—	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	0,53	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	0,20	—	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats	0,11	—	—
Décision de la REC relative à Keystone	0,02	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,02	0,04	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	0,01	(0,01)	(0,01)
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	0,01	2,19	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	0,05	—
Gain sur la vente de Northern Courier	—	(0,02)	—
(Gain) perte sur la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(0,01)	0,30
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	(0,43)
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	(0,32)
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	—	—	(0,02)
Activités de gestion des risques	0,10	0,15	(0,07)
Résultat comparable par action ordinaire	4,30 \$	4,26 \$	4,19 \$

1	exercices clos les 31 décembre		
	(en millions de dollars)		
	2022	2021	2020
Gazoducs – États-Unis	(15)	6	—
Pipelines de liquides	20	(3)	(9)
Installations énergétiques au Canada	4	12	(2)
Stockage de gaz naturel	11	(6)	(13)
Change	(149)	(203)	126
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	32	49	(26)
Total des (pertes latentes) gains latents découlant des activités de gestion des risques	(97)	(145)	76

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)			
	2022	2021	2020
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	2 806	2 675	2 566
Gazoducs – États-Unis	4 089	3 856	3 638
Gazoducs – Mexique	753	666	786
Pipelines de liquides	1 366	1 526	1 700
Énergie et solutions énergétiques	907	669	668
Siège social	(20)	(24)	(16)
BAIIA comparable	9 901	9 368	9 342
Amortissement	(2 584)	(2 522)	(2 590)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 588)	(2 354)	(2 228)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	369	267	349
(Perte) gain de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	(8)	254	(12)
Intérêts créditeurs et autres	146	190	185
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(813)	(830)	(651)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(37)	(91)	(297)
Dividendes sur les actions privilégiées	(107)	(140)	(159)
Résultat comparable	4 279	4 142	3 939
Résultat comparable par action ordinaire	4,30 \$	4,26 \$	4,19 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAIIA comparable de 2022 a été supérieur de 533 millions de dollars à celui de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable surtout aux apports à la hausse tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel plus élevé, au bénéfice plus élevé des installations énergétiques au Canada en raison du relèvement des prix de l'électricité réalisés ainsi qu'aux des apports à la hausse tirés des installations de stockage de gaz naturel et autres en raison de l'élargissement des écarts réalisés en 2022;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs aux États-Unis attribuable surtout au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance, au résultat plus élevé de notre entreprise d'exploitation des minéraux et à Columbia Gas depuis le règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers de Columbia Gas;

- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés et du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs et des coûts transférés du réseau principal au Canada;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique, principalement attribuable au tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc de Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des tarifs sur les volumes contractuels à la baisse sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone ainsi que de l'apport moindre des activités de commercialisation des liquides imputable à la baisse des marges et des volumes;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué à la page 28, le BAIIA comparable libellé en dollars US a diminué de 63 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; cependant, il a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,30 en 2022, contre 1,25 en 2021. Il y a lieu de se reporter à la rubrique Incidence du change plus bas pour un complément d'information.

BAIIA comparable – comparaison de 2021 et de 2020

Le BAIIA comparable de 2021 a été supérieur de 26 millions de dollars à celui de 2020, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur des gazoducs aux États-Unis découlant des tarifs de transport plus élevés pour Columbia Gas entrés en vigueur le 1^{er} février 2021 du fait du règlement tarifaire non contentieux conclu ultérieurement, du meilleur résultat de l'ensemble de nos gazoducs aux États-Unis après les périodes de grand froid qui ont frappé nombre des marchés américains où nous exerçons nos activités en 2021, du résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux et de la capitalisation accrue des coûts de maintien de l'intégrité des gazoducs, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers;
- le BAIIA comparable plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse des coûts transférables, à l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, à la comptabilisation sur un exercice complet des frais d'aménagement de Coastal GasLink ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs du réseau principal au Canada, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des coûts transférables;
- le maintien des résultats du secteur Énergie et solutions énergétiques, attribuable principalement à la hausse du résultat des installations de production énergétique au Canada qui découle essentiellement des marges plus élevées réalisées en 2021, à l'apport des activités de négociation et au résultat sur un exercice complet de notre centrale de cogénération de Mackay River après sa remise en service, en mai 2020, facteurs en partie contrebalancés par la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, vendues en avril 2020, et par la baisse du résultat de Bruce Power en 2021 par suite de la réduction des volumes du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et de la hausse des charges d'exploitation;
- les résultats inférieurs des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par l'apport supérieur des activités de commercialisation des liquides reflétant l'accroissement des marges et des volumes;
- la diminution de l'apport des gazoducs au Mexique découlant principalement des frais de 55 millions de dollars US comptabilisés en 2020 parce que les travaux de construction du gazoduc Sur de Texas avaient été menés à bien;
- l'incidence négative de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars américains. Comme il est expliqué en détail à la page 28, le BAIIA comparable en dollars américains a augmenté de 226 millions de dollars US par rapport à celui de 2020 pour s'établir à 4,6 milliards de dollars US; cependant, il a été converti en dollars canadiens au taux moyen de 1,25 en 2021, contre 1,34 en 2020. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable de 2022 a été supérieur de 137 millions de dollars, ou 0,04 \$ par action ordinaire, à celui de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- les pertes nettes réalisées en 2022, comparativement à des gains nets réalisés en 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ainsi que les pertes de change en 2022 comparativement à des gains en 2021 à la réévaluation des passifs monétaires nets libellés en pesos, ce qui a été en partie compensé par la hausse des gains réalisés en 2022 comparativement à 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition à ces passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux taux d'intérêt plus élevés sur les emprunts à court terme à la hausse, aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des échéances, et à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres imputable au remboursement, le 29 juillet 2022, du prêt intersociétés contracté par la coentreprise Sur de Texas;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022 ainsi qu'aux dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, en partie annulées par l'incidence des dépenses en immobilisations moins élevées et des projets mis en service sur nos gazoducs aux États-Unis;
- l'augmentation de la charge d'amortissement surtout en ce qui concerne les gazoducs aux États-Unis par suite de la mise en service de nouveaux actifs et du raffermissement du dollar américain en 2022;
- la diminution du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la charge d'impôts moins élevée essentiellement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables et de l'augmentation des écarts des taux d'imposition étrangers, facteurs contrés en partie par la hausse du bénéfice assujéti à l'impôt et des autres provisions pour moins-value;
- la diminution des dividendes sur les actions privilégiées suivant le rachat d'actions privilégiées en 2022 et 2021.

Résultat comparable – comparaison de 2021 et de 2020

Le résultat comparable de 2021 a été supérieur de 203 millions de dollars, ou 0,07 \$ par action ordinaire, à celui de 2020, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- le gain de change net en 2021, comparativement à une perte de change nette en 2020, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la baisse de l'amortissement au titre de nos actifs libellés en dollars américains principalement en raison de la dépréciation du dollar américain, ainsi qu'au titre de nos gazoducs au Canada du fait que l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada a cessé en 2021;
- la charge d'impôt plus élevée, essentiellement à cause du résultat avant les impôts accru et de l'augmentation des impôts sur le bénéfice transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoducs Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021, au passage à la comptabilisation à la valeur de consolidation de notre investissement dans Coastal GasLink depuis la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP, et de l'achèvement de la centrale de Napanee en 2020, facteurs en partie contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, qui s'explique surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Villa de Reyes, à compter de janvier 2021, à cause des retards qui entravent toujours le projet, en partie annulée par les projets d'expansion du réseau de NGTL et des gazoducs aux États-Unis.

Le résultat comparable par action ordinaire pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2022 ainsi que l'effet des actions ordinaires émises aux fins de l'acquisition de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP, en mars 2021, respectivement. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou d'autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période de report pouvant aller jusqu'à trois ans au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change; toutefois, l'exposition naturelle subsiste par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars américains sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Éléments des résultats et charges libellés en dollars américains, avant les impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2022	2021	2020
BAIIA comparable			
Gazoducs – États-Unis	3 142	3 075	2 714
Gazoducs – Mexique ¹	602	602	666
Pipelines de liquides	754	884	955
	4 498	4 561	4 335
Amortissement	(952)	(911)	(877)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(1 267)	(1 259)	(1 302)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	101	182
Participations sans contrôle et autres	(101)	(66)	(117)
	2 339	2 426	2 221
Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens	1,30	1,25	1,34

1 Exclut les intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Ces prêts intersociétés ont été remboursés intégralement en 2022.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs aux gazoducs au Mexique est libellée en pesos, alors que la monnaie fonctionnelle des activités que nous exerçons au Mexique est le dollar américain. Ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars américains; par conséquent, la fluctuation du peso mexicain par rapport au dollar américain peut influencer sur notre résultat comparable. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt 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. Cette exposition s'accroît du fait que nos actifs et passifs monétaires libellés en dollars américains augmentent. Ces expositions sont gérées en partie au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change, les gains et pertes sur les dérivés étant comptabilisés au poste « Perte (gain) de change, montant net » de notre état consolidé des résultats.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 6,4 milliards de dollars en 2022, soit 7 % de moins qu'en 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et leur ampleur ainsi que de la diminution des fonds provenant de l'exploitation. Quant aux fonds provenant de l'exploitation comparables, ils se sont établis à 7,4 milliards de dollars en 2022 et en 2021.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Gazoducs – Canada	4 719	2 737	3 608
Gazoducs – États-Unis	2 137	2 820	2 785
Gazoducs – Mexique	1 027	129	173
Pipelines de liquides	143	571	1 442
Énergie et solutions énergétiques	894	842	834
Siège social	41	35	58
	8 961	7 134	8 900

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés de 2022 pour connaître les éléments qui composent le total des dépenses en immobilisations.

En 2022 et en 2021, nous avons investi 9,0 milliards de dollars et 7,1 milliards de dollars, respectivement, en projets d'investissement pour préserver et optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2022 et de 2021 comprenait des apports de 2,2 milliards de dollars et de 1,2 milliard de dollars, respectivement, à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement liés à Coastal GasLink LP et à Bruce Power.

Produit de la vente d'actifs

En 2021, nous avons mené à terme la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier pour un produit brut de 35 millions de dollars.

En 2020, nous avons mené à terme les sorties d'actifs suivantes. Tous les produits en trésorerie sont indiqués avant les impôts sur le bénéfice et les ajustements postérieurs à la clôture :

- la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP pour un produit de 656 millions de dollars;
- la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs de 10,1 milliards de dollars en 2022. Au 31 décembre 2022, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, y compris les participations sans contrôle, comptaient pour 35 % de la structure du capital (35 % en 2021), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur, d'une participation sans contrôle rachetable et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (15 % en 2021). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 3,3 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2023, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,72 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 23^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, en phase avec notre objectif de faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la fourchette de 3 % à 5 %.

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

Aux termes du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation de juillet 2022 d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes déclarés en 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 607 millions de dollars en actions ordinaires. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
(en millions de dollars)			
Actions ordinaires	3 192	3 317	2 987
Actions privilégiées	106	141	159

PERSPECTIVES

BAlIA comparable et résultat comparable

Nous nous attendons à ce que le BAlIA comparable de 2023 soit supérieur à celui de 2022, et le résultat comparable par action ordinaire de 2023 sera probablement légèrement supérieur à celui de 2022, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la croissance du réseau de NGTL grâce à l'avancement des programmes d'expansion;
- l'apport accru de nos gazoducs au Mexique découlant principalement du nouveau contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE;
- l'incidence sur un exercice complet des actifs mis en service en 2022 et des nouveaux projets qui devraient être mis en service en 2023, déduction faite de la charge d'amortissement supplémentaire;
- l'apport légèrement moindre du réseau d'oléoducs Keystone, y compris les activités de commercialisation des liquides, découlant du reclassement associé à l'incident à la borne kilométrique 14 et de la baisse des marges qui se poursuit;
- la hausse des intérêts débiteurs du fait des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres arrivés à échéance, et l'augmentation des taux d'intérêt variables;
- l'augmentation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée au gazoduc Southeast Gateway.

Nous continuons de surveiller les développements visant les marchés de l'énergie, nos projets de construction, les instances réglementaires de même que notre programme de sortie d'actifs, et leurs conséquences éventuelles sur les perspectives indiquées ci-dessus.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Nous prévoyons consacrer des dépenses de l'ordre de 11,5 milliards de dollars à 12,0 milliards de dollars en 2023 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. La plus grande partie du programme d'investissement de 2023 concernera l'expansion du réseau de NGTL, l'avancement des travaux de construction du gazoduc Southeast Gateway et du projet de gazoduc Coastal GasLink, les projets de gazoducs aux États-Unis, l'allongement du cycle de vie de Bruce Power et les dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité et à la rubrique « Situation financière » pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses d'investissement prévus de 2023.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets devraient contribuer à nous rapprocher de notre objectif de réduire notre propre empreinte carbone et celle de nos clients.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 34 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

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

En 2022, des projets d'investissement visant la capacité des pipelines principalement au Canada, aux États-Unis et au Mexique totalisant environ 5,8 milliards de dollars ont été mis en service et des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,9 milliard de dollars ont été engagées.

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

Projets garantis

Les coûts estimatifs et engagés des projets dont il est question dans le tableau qui suit comprennent 100 % des dépenses en immobilisations liées à nos projets en propriété exclusive et à notre quote-part des apports de capitaux propres pour financer les projets dans le cadre de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, soit principalement Coastal GasLink et Bruce Power.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 31 décembre 2022
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2023	3,1	1,4
	2024	0,5	0,2
	2025+	0,6	—
Coastal GasLink ²	2023	5,4	1,6
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,2	—
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas)	2023-2024	1,2 US	0,6 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,1 US
Autres investissements	2023-2028	1,8 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,4 US	—
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud ³	2023	0,6 US	0,6 US
Tula – tronçon central et tronçon ouest ⁴	—	0,5 US	0,4 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	0,8 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2023-2025	0,1	—
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2023-2027	4,3	2,2
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	—
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2023-2025	0,7	0,2
		29,6	8,4
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		4,4	1,0
Total des projets garantis (en dollars CA)		34,0	9,4

- Les coûts de projet estimatifs comprennent une somme de 0,7 milliard de dollars, principalement en 2023, qui sera consacrée au réseau de Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, à la suite des ententes révisées visant le projet conclues entre Coastal GasLink LP et LNG Canada et des ententes modifiées avec nos partenaires de Coastal GasLink LP. L'achèvement des travaux mécaniques est prévu d'ici la fin de 2023 et la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux relatifs à la mise en service du gazoduc seront terminés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE pour terminer les autres tronçons du gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service commerciale devrait avoir lieu en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour un complément d'information.
- De concert avec la CFE, nous évaluons l'achèvement du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale, et nous travaillons à l'avancement du tronçon ouest. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- Reflète nos apports en trésorerie prévus relativement au programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui devrait être mis en service en 2023, et au programme de RCP du réacteur 3 qui devrait être mis en service en 2026, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs et l'initiative d'accroissement de la production. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.
- Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques.
- Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,35 au 31 décembre 2022.

Projets en cours d'aménagement

Outre nos projets garantis, nous avons aussi un portefeuille de projets en cours, qui sont parvenus à divers stades d'avancement. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Chaque secteur a aussi ciblé des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels seront concentrées ses activités d'expansion continue. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis.

Gazoducs – Canada

Nous continuons de nous consacrer à l'optimisation de l'utilisation et de la valeur de nos gazoducs actuels, notamment par l'expansion dans les corridors déjà exploités, la connectivité des terminaux d'exportation de GNL et le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste en expansion. Les projets d'aménagement visant la durabilité devraient comprendre l'électrification de postes de compression supplémentaires et l'adjonction à nos réseaux de dispositifs de captage de l'énergie résiduelle en vue de la production d'électricité et d'autres initiatives de réduction des GES.

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets devant viser le remplacement, la mise à niveau et l'expansion de certaines installations du secteur des gazoducs aux États-Unis sont en cours; ces projets permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre aussi d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme pour répondre à la demande croissante en provenance du Midwest et de la région atlantique des États-Unis tout en réduisant les émissions d'équivalent en dioxyde de carbone.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de gaz naturel renouvelable (« GNR »). Ces centres sont conçus pour offrir un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. Vers la fin de 2022, nous avons conclu une entente d'aménagement visant les dix premiers centres de transport ciblés. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Autres occasions

Nous nous affairons actuellement à réaliser divers projets, comme le remplacement des postes de compression, tout en poursuivant la conversion à l'électricité de nos véhicules, en soutenant la production d'électricité et les sociétés de distribution locales, en élargissant nos programmes de modernisation et en tirant profit des possibilités d'expansion dans les corridors déjà exploités de nos réseaux. Ces projets s'inscrivent dans notre souci environnemental de contribuer à la production d'énergie propre, et nous prévoyons qu'ils amélioreront la fiabilité de nos réseaux.

Nous développons également un large éventail de projets de transport visant à approvisionner en gaz les installations qui répondront à la demande mondiale croissante pour du GNL produit en Amérique du Nord.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information.

Gazoducs – Mexique

Le 4 août 2022, nous avons annoncé une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue d'accélérer l'aménagement d'infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Nous en sommes à évaluer l'achèvement des travaux du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale au premier semestre de 2023, ainsi que les actifs en cours de construction.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour un complément d'information.

Pipelines de liquides

Nous restons déterminés à maximiser la valeur des actifs de notre secteur des liquides en trouvant des solutions souples et adaptées pour nos clients. Nous continuons à chercher des moyens d'optimiser nos actifs existants en accroissant la connectivité entre les marchés d'approvisionnement et de livraison. Nous poursuivons des occasions de croissance choisies afin d'ajouter de la valeur à notre secteur et procéderons à des expansions qui tirent profit de la capacité latente de nos infrastructures en place. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

Énergie et solutions énergétiques

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle

La poursuite du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power exigera que nous investissions notre quote-part des coûts du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») des réacteurs 4, 5, 7 et 8 ainsi que des coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2033, allongeant ainsi le cycle de vie des réacteurs 3 à 8 et du site de Bruce Power jusqu'en 2064. Les travaux préparatoires du programme de RCP du réacteur 4 sont en bonne voie, et ceux des réacteurs 5, 7 et 8 ont été entamés. Les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE. Nous prévoyons que notre quote-part des coûts du programme de RCP de Bruce Power s'élèvera à environ 4,8 milliards de dollars pour les réacteurs 4, 5, 7 et 8, les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2027 et l'initiative d'accroissement de la production décrite ci-dessous.

Initiative d'accroissement de la production

Le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre. Le projet 2030 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Il est organisé en trois phases, les deux premières étant déjà intégralement approuvées. La phase 1 a commencé en 2019 et devrait ajouter 150 MW à la capacité de production; la phase 2, qui a commencé au début de 2022, devrait y ajouter encore 200 MW.

Projets en phase d'aménagement

Accumulation par pompage en Ontario

Nous poursuivons la réalisation du projet d'accumulation par pompage en Ontario, qui concerne des installations de stockage d'énergie situées près de Meaford, en Ontario, devant fournir 1 000 MW d'énergie propre et adaptable au réseau d'électricité de la province selon le procédé d'accumulation par pompage.

Le projet d'accumulation par pompage en Ontario a obtenu du ministère fédéral de la Défense nationale un droit de passage sur la propriété du centre d'instruction de la 4e-Division du Canada pour l'aménagement des installations à cet endroit et il a été inclus à l'étape 2 du processus de propositions spontanées de la SIERE. Après leur mise en service, les installations pourront stocker l'énergie sans émissions qui sera disponible et l'injecter dans le réseau ontarien durant les périodes de pointe de la demande, ce qui maximisera la valeur des installations de production d'énergie propre de la province.

Accumulation par pompage de Canyon Creek

Nous utilisons les infrastructures sur place d'une ancienne mine de charbon déclassée près de Hinton, en Alberta, pour aménager un projet d'installations d'accumulation par pompage, d'une capacité de production prévue de 75 MW. Les installations devraient fournir sur demande jusqu'à 37 heures d'énergie propre et adaptable ainsi que des services connexes au réseau d'électricité de l'Alberta. Le projet d'accumulation par pompage de Canyon Creek a obtenu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission et l'approbation du gouvernement de l'Alberta requise pour tous les projets hydrauliques en vertu de loi intitulée Dunvegan Hydro Development Act de l'Alberta.

Le projet d'accumulation par pompage de Canyon Creek fait partie d'une solution plus vaste offerte dans la province de l'Alberta, à savoir la production d'énergie sans émission de carbone en mode 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, qui englobe la production de projets d'énergie éolienne et solaire actuellement en cours de construction ou d'aménagement et qui permettra à nos clients albertains de gérer leurs besoins d'électricité en temps voulu et sans surprise sur le plan des coûts, tout en atteignant les objectifs de décarbonation grâce à l'exploitation d'actifs sans émissions.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Nous continuons d'envisager d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets d'énergie éolienne et solaire ou de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés aux actifs du réseau d'oléoducs Keystone situés aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent, nous avons confié en sous-traitance des projets d'énergie éolienne et solaire d'environ 600 MW.

Autres occasions

Nous élargissons activement notre plateforme d'innovation orientée clientèle dans toute l'Amérique du Nord, offrant des produits de base et des services énergétiques afin d'aider nos clients à surmonter l'enjeu de la transition énergétique. Notre réseau actuel d'actifs, de clients et de fournisseurs constitue une occasion de commerce mutuel grâce à laquelle nous pouvons adapter nos solutions afin que toutes les parties en cause atteignent leurs besoins en énergie propre. Nous sommes en mesure d'adapter nos stratégies, mais la structure sous-jacente reste toujours la même : chaque occasion que nous entreprenons sera ultimement conditionnée par les besoins du client, de façon que les compétences de chaque partenaire se complètent, que le risque soit diversifié et que nous tirions ensemble les leçons de l'expérience acquise pendant la transition énergétique.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

Autres solutions énergétiques

Nous ciblons cinq domaines vers lesquels porter nos efforts de réduction des émissions causées par nos activités tout en saisissant au passage les occasions de croissance qui répondent aux besoins énergétiques de l'avenir :

- moderniser nos infrastructures et nos réseaux actuels;
- décarboner notre propre consommation d'énergie;
- pousser les solutions et les technologies numériques;
- tirer profit des crédits carbone et des mécanismes de compensation;
- investir dans l'énergie et les infrastructures à faible intensité de carbone, comme les énergies renouvelables, ainsi que dans les nouveaux carburants et les nouvelles technologies.

Réseau carbone de l'Alberta (Alberta Carbon Grid ou « ACG »)

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait transporter et séquestrer plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. En tant que réseau librement accessible, l'ACG se veut l'épine dorsale du secteur émergent du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (« CUSC ») en Alberta. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. L'ACG explore des options visant à mettre à profit les infrastructures et les emprises existantes pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous avons conclu des ententes distinctes d'aménagement conjoint avec Nikola Corporation (« Nikola ») et Hyzon Motors Inc. (« Hyzon ») visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. Aux termes de l'entente d'aménagement conjoint, Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène, et cette entente englobe l'aménagement conjoint de carrefours de production à grande échelle d'hydrogène bleu et d'hydrogène vert. L'entente d'aménagement conjoint conclue avec Hyzon devrait assurer l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de GNR, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations devraient être situées à proximité de la demande et soutiendront le déploiement par Hyzon de véhicules selon le modèle du retour à la base.

Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment explorer l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène. En avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène d'une capacité estimée de 60 tonnes d'hydrogène par jour, qui pourrait passer à 150 tonnes par jour, sur 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2024, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

ENTREPRISE DE GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d’approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d’électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement, des terminaux d’exportation de GNL et d’autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des grands bassins d’approvisionnement et répond chaque jour à plus de 25 % de la demande du continent nord-américain par l’intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 88 472 km (54 973 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 5 259 km (3 267 milles).

En plus de nos gazoducs, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d’une capacité aménagée totale de 532 Gpi³, ce qui fait de nous l’un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes des principaux marchés d’Amérique du Nord.

Notre entreprise de gazoducs est subdivisée en trois secteurs d’exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Stratégie

Notre stratégie consiste à optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place d’une manière sécuritaire et fiable tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord. Nous poursuivons en outre d’autres projets pipeliniers afin d’accroître la valeur de notre entreprise.

Nos principales activités ciblées comprennent :

- l’expansion et le prolongement de notre importante empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord, principalement dans les corridors déjà exploités;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l’industrie, de la production d’électricité et des sociétés de distribution locales;
- l’expansion de nos réseaux dans des endroits clés et l’aménagement de nouveaux projets visant la connectivité des terminaux d’exportation de GNL, déjà en exploitation ou projetés, situés au Canada, aux États-Unis et au Mexique;
- le raccordement aux sources d’approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- la décarbonation de notre consommation d’énergie, qui réduira d’autant l’intensité des émissions de GES.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l’offre et la demande gazières en Amérique du Nord.

Nos réseaux de gazoducs se mettent au service de la transition énergétique. Le gaz naturel est une source d’énergie fiable et hautement efficace qui permet de remplacer l’électricité alimentée au charbon et de compenser le caractère intermittent des sources d’énergie renouvelables de l’Amérique du Nord. Pour atteindre nos cibles de réduction de l’intensité des émissions de GES, nous continuons d’accroître les efficacités opérationnelles et d’intégrer la durabilité à nos décisions relatives aux nouveaux projets, à la modernisation, à la maintenance, à l’électrification et à l’amélioration de la détection des fuites. De plus, un nombre grandissant d’acheteurs de GNR se raccordent à nos réseaux. Nos activités produisent des avantages socioéconomiques, car nous travaillons étroitement avec les communautés autochtones, les organismes communautaires, les propriétaires fonciers et d’autres parties prenantes, conformément à nos valeurs et à nos engagements envers la durabilité.

Faits récents

Gazoducs – Canada

- mise en service de projets d'environ 3,2 milliards de dollars en 2022 se rapportant en grande partie aux projets d'expansion du réseau de NGTL;
- approbation du projet VNBR de 0,6 milliard de dollars du réseau de NGTL;
- réception des approbations principales réglementaires restantes du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills;
- progrès dans les travaux de construction du projet de gazoduc Coastal GasLink;
- signature annoncée de contrats d'option visant la vente d'une participation de 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet.

Gazoducs – États-Unis

- mise en service de projets d'investissement d'environ 2,1 milliards de dollars US, dont le projet Louisiana XPress de Columbia Gulf ainsi que les projets Elwood Power et Wisconsin Access visant ANR;
- approbation de projets de croissance supplémentaires de 1,3 milliard de dollars US, dont le nouveau réseau de gazoducs du projet Gillis Access ainsi que l'acquisition visant KO Transmission par Columbia Gas et le projet Ventura XPress visant ANR;
- approbation par la FERC du règlement tarifaire non contentieux déposé visant ANR et du règlement tarifaire visant Great Lakes;
- Transport de volumes records sur un certain nombre de nos gazoducs.

Gazoducs – Mexique

- annonce d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, permettant de résoudre les procédures antérieures d'arbitrage international visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula;
- approbation de la construction du gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j, aux termes de notre alliance avec la CFE, qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service est prévue au milieu de 2025;
- achèvement de l'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes au deuxième trimestre de 2022 et mise en service du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc Tula au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons aussi avec la CFE pour faire progresser les travaux de construction des tronçons restants des deux gazoducs;
- poursuite des études de faisabilité, en collaboration avec la CFE, pour évaluer différentes possibilités d'achèvement du tronçon central du gazoduc Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale au premier semestre de 2023;
- poursuite de la croissance de l'utilisation des gazoducs.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d’approvisionnement jusqu’à des points ou des marchés qui s’en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals et aux terminaux d’exportation de GNL. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler des volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison, et des installations de stockage de gaz naturel réglementées offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l’équilibre global des réseaux de gazoducs.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 44 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d’approvisionnement et les principaux marchés. Les principaux réseaux indiqués sur le plan sont les suivants :

Gazoducs – Canada

Réseau de NGTL : Le réseau de NGTL est notre réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde la majeure partie de la production gazière de l’Ouest canadien aux marchés intérieurs et à l’exportation. Nous sommes en mesure d’assurer le raccordement de sources d’approvisionnement croissantes provenant du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l’Alberta. Notre programme d’investissement est axé sur ces deux zones d’approvisionnement ainsi que sur la demande croissante à l’égard des services de transport garanti en Alberta provenant de la conversion des centrales électriques au charbon, de l’exploitation des sables bitumineux et de la charge d’alimentation pétrochimique, de même que vers nos principaux points d’exportation à Empress et de livraison en Alberta et en Colombie-Britannique. Par ailleurs, le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l’approvisionnement du BSOC à des installations d’exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada grâce aux futurs agrandissements ou aux futures prolongations du réseau ou à des raccordements futurs à d’autres gazoducs desservant la région.

Réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada alimente les marchés des provinces des Prairies du Canada, de l’Ontario, du Québec et des provinces maritimes du Canada, ainsi que ceux du Midwest et du nord-est des États-Unis, toujours en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccordements.

Gazoducs – États-Unis

Columbia Gas : Le gazoduc de Columbia Gas est notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste. Les gisements de Marcellus et d’Utica sont parmi les plus grands d’Amérique du Nord. Un peu comme notre réseau dans le BSOC, nos actifs de Columbia Gas sont très bien positionnés pour relier l’offre croissante et les marchés de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d’autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est, du Midwest et de la côte atlantique des États-Unis ainsi que du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d’exportation des GNL.

ANR : Le réseau de pipelines d’ANR relie les bassins d’approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l’Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l’Illinois et de l’Ohio. En outre, sa conduite principale vers le sud-est est bidirectionnelle et achemine le gaz produit dans le bassin des Appalaches vers les clients de la région de la côte américaine du golfe du Mexique.

Columbia Gulf : Le réseau de gazoducs Columbia Gulf achemine la production croissante en provenance du bassin des Appalaches vers divers marchés de la côte américaine du golfe du Mexique et les terminaux d’exportation de GNL grâce à ses raccordements au gazoduc de Columbia Gas et à d’autres gazoducs.

Autres gazoducs aux États-Unis : Nous détenons des participations dans huit gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis qui étaient précédemment détenus par notre filiale TC PipeLines, LP.

Gazoducs – Mexique

Sur de Texas : Ce gazoduc extracôtier transporte du gaz naturel du Texas vers les marchés de l'énergie et les marchés industriels situés dans l'est et le centre du Mexique. Les volumes moyens transportés par ce gazoduc en 2022 ont représenté environ 15 % des importations mexicaines totales de gaz naturel transporté par gazoducs. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc, dont nous sommes également l'exploitant.

Réseau du nord-ouest : Les gazoducs Topolobampo et Mazatlán forment ensemble notre réseau du nord-ouest. Acheminant du gaz naturel vers une région mexicaine qui en était auparavant privée, ce réseau traverse les États de Chihuahua et de Sinaloa pour alimenter des centrales électriques et des installations industrielles.

Réseau TGNH : Ce réseau qui parcourt le centre du Mexique comprend le gazoduc Tamazunchale actuel et les gazoducs Tula, Villa de Reyes et Southeast Gateway, dont des tronçons sont en service ou en construction. Il alimente ou alimentera plusieurs centrales électriques et installations industrielles des États de Veracruz, de Tabasco, de San Luis Potosí, de Querétaro et de Hidalgo. Il se raccorde à des gazoducs en aval qui lui apportent le gaz en provenance des carrefours texans d'Agua Dulce et de Waha.

Guadalajara : Ce gazoduc bidirectionnel relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara pour alimenter des centrales électriques d'autres clients industriels des États de Colima et de Jalisco.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de la REC au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la CRE au Mexique. Ces organismes réglementent la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des infrastructures pipelinières.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts généralement recouverts par l'intermédiaire des droits comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts et les intérêts sur la dette. Les organismes de réglementation examinent les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et ils approuvent des droits qui offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et pour répondre à la demande provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent deux des régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier de l'accroissement de la demande mexicaine de gaz naturel et d'un accès grandissant aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 125 Gpi³/j d'ici 2027, ce qui représente une augmentation d'environ 16 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2022.

À mesure que le monde s'oriente vers des sources de carburant à plus faibles émissions, nous croyons que la fermeture des centrales alimentées au charbon et la croissance de la demande d'exportation au cours des cinq à dix prochaines années créeront des occasions de croissance pour les installations de production d'énergie à charge minimale alimentées au gaz naturel. Nous nous attendons à ce que cette croissance prévue de la demande de gaz naturel et les augmentations prévues de la production dans des zones clés comme le BSOC, les terrains infracôtiers de la côte du golfe du Mexique, les Appalaches et le bassin permien offrent des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières, qui seront appelées à construire de nouvelles installations ou à accroître le taux d'utilisation de leurs installations actuelles. La modernisation et la décarbonation de nos réseaux de gazoducs devraient aussi fournir d'autres occasions d'investissement qui correspondent à nos préférences en matière de risque tout en appuyant nos cibles de réduction des émissions de GES.

Évolution de la demande

L'abondance de l'offre gazière a favorisé l'accroissement de la demande, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les exportations de GNL sur les marchés mondiaux;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- les sables bitumineux de l'Alberta.

Les producteurs continuent d'évaluer les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long des côtes est et ouest du Canada, des États-Unis et du Mexique.

L'exportation grandissante de gaz naturel vers le Mexique vient de la nécessité pour la CFE de répondre aux besoins des marchés actuels et nécessite des gazoducs pour desservir de nouvelles régions. Nous prévoyons pour l'avenir une croissance considérable de la demande de gaz en soutien à l'expansion économique, à la croissance en énergie des secteurs industriels, à la conversion des installations industrielles et des centrales électriques à des carburants à moins forte intensité de carbone et aux perspectives d'exportation de GNL. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure de nouvelles occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants. Nous sommes d'avis que le gaz naturel est la clé pour la transition énergétique au Mexique.

L'intérêt de plus en plus grand qui est porté aux facteurs ESG devrait se traduire par une modification de la dynamique des marchés, car la demande d'énergie s'accroît en même temps que s'intensifient les pressions pour des actions immédiates en faveur du climat.

Prix des produits de base

De manière générale, la rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les droits de transport ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets de mise en valeur des réserves ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix.

Concurrence accrue

Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin des Appalaches, riches en liquides exploitables à faible coût, qui sont tous deux reliés aux marchés nord-américains où se concentre la demande, nous sommes solidement positionnés sur le plan concurrentiel. Étant donné qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les permis nécessaires pour la construction ou l'expansion de pipelines et de choisir des emplacements qui conviennent pour leur tracé, les entreprises pipelinières titulaires sont avantagées par la connectivité et les économies d'échelle que leur apportent leur infrastructure de base, la propriété des emprises et les synergies opérationnelles qu'elles réalisent. Nous avons offert jusqu'ici des services concurrentiels, et nous continuerons de le faire, afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

Priorités stratégiques

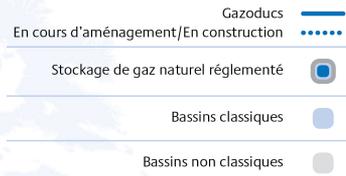
Nos gazoducs acheminent le gaz naturel dont dépend l'approvisionnement en énergie de millions de particuliers et d'entreprises en Amérique du Nord. Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz naturel et de soutenir nos cibles d'entreprise en matière de durabilité et de facteurs ESG, qui comprennent notamment la réduction de l'intensité des émissions de GES.

En 2023, nous continuerons de mettre l'accent sur la réalisation de notre programme d'investissement qui comprend la poursuite de la construction de notre gazoduc Southeast Gateway au Mexique, de nouveaux investissements dans le réseau de NGTL, l'installation des composantes mécaniques du gazoduc Coast GasLink, ainsi que l'achèvement et la mise en route de projets de gazoducs aux États-Unis. Nous continuerons également d'évaluer les prochaines possibilités de croissance qui se présenteront. Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, du respect de l'environnement et de la sécurité de la population touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.

Nos entreprises de commercialisation viendront compléter nos activités d'exploitation des gazoducs. Elles dégageront des produits non assujettis à la réglementation, en gérant l'approvisionnement en gaz naturel et la capacité de transport par gazoduc pour les clients qui se situent le long du tracé de nos installations.

TC Énergie
Gazoducs

Au 31 décembre 2022



Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

	Longueur	Description	Participation
Gazoducs au Canada			
1	Réseau de NGTL 24 631 km (15 305 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada 14 082 km (8 750 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés de l'est du Canada et qui s'interconnecte avec des installations aux États-Unis.	100 %
3	Foothills 1 237 km (769 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4	Trans Québec & Maritimes (« TQM ») 649 km (403 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au gazoduc Portland.	50 %
5	Ventures LP 133 km (83 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
	Portion canadienne de Great Lakes ¹ 60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis			
6	Columbia Gas 18 768 km (11 662 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel principalement en provenance du bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement dans tout le nord-est, le Midwest et la région atlantique des États-Unis.	100 %
6a	Stockage de Columbia 285 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons aussi une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi ³ des installations de stockage Hardy.	100 %
7	ANR 15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
7a	Stockage d'ANR 247 Gpi ³	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
8	Columbia Gulf 5 419 km (3 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
9	Great Lakes 3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Midwest des États-Unis.	100 %
10	Northern Border 2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain.	50 %
11	Gas Transmission Northwest (« GTN ») 2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills.	100 %
12	Iroquois 669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York.	50 %
13	Tuscarora 491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada.	100 %

	Longueur	Description	Participation
14 Bison	488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.	100 %
15 Portland	475 km (295 milles)	Gazoduc qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis et des provinces maritimes canadiennes.	61,7 %
16 Millennium	424 km (263 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	47,5 %
17 Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines.	100 %
18 North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique.	100 %
Gazoducs au Mexique			
19 Sur de Texas	770 km (478 milles)	Gazoduc extracôtier qui transporte du gaz naturel de la frontière entre les États-Unis et le Mexique située près de Brownsville, au Texas, afin d'alimenter diverses centrales électriques mexicaines d'Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il se raccorde avec les gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %
20 Topolobampo	572 km (355 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Encino, dans l'État de Chihuahua et El Oro, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
21 Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa, et qui est raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
22 Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	100 %
23 Guadalajara	313 km (194 milles)	Gazoduc bidirectionnel qui relie l'offre de GNL importé près de Manzanillo et celle provenant du continent près de Guadalajara aux centrales électriques et aux clients industriels des États de Colima et de Jalisco.	100 %
24 Tula – tronçon est	114 km (71 milles)	Le tronçon est du gazoduc Tula transporte du gaz naturel de Sur de Texas jusqu'à diverses centrales électriques de Tuxpan, dans l'État de Veracruz.	100 %
25 Villa de Reyes – tronçon nord	206 km (128 milles)	Le tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes est raccordé à notre gazoduc de Tamazunchale et à des réseaux appartenant à des tiers pour acheminer du gaz vers une centrale électrique de Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí.	100 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
26 Coastal GasLink	670 km (416 milles)	Projet visant des installations nouvelles devant acheminer le gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada en construction situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	35 %
Installations du réseau de NGTL pour 2023 ^{1,2}	168 km (105 milles)	Composantes du programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2021, du programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2022, du programme de livraison parcours ouest du réseau de NGTL et de Foothills et de l'expansion intrabassin du réseau de NGTL de 2023 ainsi que d'autres installations. Les dates de mise en service devraient commencer en 2023.	100 %

	Longueur	Description	Participation
Gazoducs aux États-Unis			
North Baja XPress ³	s.o.	Projet d'expansion à North Baja afin de soutenir la demande accrue de la clientèle en Arizona et en Californie, dont la mise en service est prévue pour 2023.	100 %
Alberta XPress ³	s.o.	Projet d'expansion d'ANR comprenant la modification et l'ajout de postes de compression, mis en service en janvier 2023.	100 %
Gazoducs au Mexique			
27 Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud	230 km (143 milles)	Ces tronçons seront raccordés au tronçon nord en exploitation des gazoducs Villa de Reyes et de Tula. L'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral a été achevée en 2022.	100 %
28 Tula – tronçon central et tronçon ouest	200 km (124 milles)	Gazoduc qui raccordera le tronçon est terminé à Villa de Reyes, près de Tula dans l'État de Hidalgo, et acheminera du gaz naturel vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique.	100 %
29 Gazoduc Southeast Gateway	715 km (444 milles)	Gazoduc extracôtier qui sera raccordé au gazoduc de Tula et acheminera du gaz aux points de livraison à Coatzacoalcos, dans l'État de Veracruz, et à Paraiso, dans l'État de Tabasco, dans le sud-est du Mexique.	100 %
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
Installations du réseau de NGTL pour 2023, 2024, 2025 et par la suite ^{1,2}	96 km (60 milles)	Composantes du programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills et de l'expansion intrabassin du réseau de NGTL de 2023, dont les dates de mise en service devraient commencer en 2023, et le projet VNBR devant être mis en service en 2026.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
Projet VR ³	s. o.	Projet visant les marchés de livraison de Columbia Gas consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	100 %
Projet WR ³	s. o.	Projet visant les marchés de livraison d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions; mise en service prévue pour 2025.	100 %
GTN XPress ³	s.o.	Projet d'expansion de GTN comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. Les mises en service devraient avoir lieu en 2023 et 2024.	100 %
Projet d'électrification en Virginie ³	s.o.	Projet visant les marchés de livraison de Columbia Gas consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations tout en améliorant la fiabilité et en réduisant les émissions, y compris la conversion à l'électricité. La mise en service est prévue pour 2024.	100 %
Projet Ventura XPress ³	s.o.	Projet d'ANR consistant à remplacer et à mettre à niveau certaines installations visant à améliorer la fiabilité du réseau de base dont la mise en service est prévue pour 2025.	100 %
Projet Gillis Access ^{1,2}	68 km (42 milles)	Nouveau réseau de gazoducs qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, en Louisiane, avec les marchés ailleurs en Louisiane, dont la mise en service est prévue en 2024.	100 %
East Lateral XPress ^{1,3}	s.o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comprenant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service est prévue en 2025.	100 %

1 Des installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.

2 La longueur de la canalisation indiquée est provisoire puisque le tracé définitif est en cours de conception.

3 Le projet comprend la modification et l'ajout de postes de compression, mais aucun prolongement des canalisations.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur des gazoducs au Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est la REC qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les organismes de réglementation provinciaux exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Tous nos grands gazoducs canadiens sont réglementés par la REC, à l'exception du gazoduc Coastal GasLink, dont la construction est en cours.

Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, la REC approuve des droits, des installations et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total des droits inclut un rendement sur le capital que nous avons investi dans les actifs, appelé « rendement des capitaux propres ». La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, y compris le coût du financement, divisés par une prévision des volumes transportés. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que la REC a approuvé.

La société et ses expéditeurs peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de la REC, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL est exploité aux termes d'un règlement sur les besoins en produits de cinq ans conclu pour la période de 2020-2024, lequel prévoit un mécanisme d'encouragement à l'égard de certains coûts d'exploitation et la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement pour la période de 2021-2026, qui comprend des clauses d'encouragement incitant l'exploitant à réduire ses coûts et à augmenter ses produits.

FAITS MARQUANTS

Coastal GasLink

Le gazoduc Coastal GasLink, d'une longueur de 670 km (416 milles), est un projet actuellement en construction dont la capacité initiale sera d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j). Une fois achevé, le gazoduc acheminera le gaz naturel à partir d'un point de réception dans la région de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à une usine de liquéfaction de gaz naturel située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. L'usine de GNL, qui appartient à LNG Canada, est aussi en construction actuellement. Le service de transport par gazoduc est soutenu par des contrats de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) conclus avec chacun des cinq participants à la coentreprise LNG Canada. Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP, le partenariat propriétaire du gazoduc dont les services ont été retenus pour concevoir, construire et exploiter le gazoduc.

Le projet de gazoduc Coastal GasLink est réalisé à environ 84 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 96 % et les canalisations ont été soudées, abaissées et remblayées sur plus de 510 km. Des activités de remise en état sont en cours à plusieurs endroits.

Le 28 juillet 2022, Coastal GasLink LP a signé des ententes définitives avec LNG Canada, TC Énergie et les autres partenaires de Coastal GasLink LP (collectivement, les « ententes de juillet 2022 ») qui ont modifié les ententes existantes relatives au projet de manière à aborder et à régler les différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink. Les ententes révisées prévoient une nouvelle date cible d'achèvement des travaux mécaniques, soit le 31 décembre 2023, et une nouvelle estimation des coûts en capital du projet qui reflète, entre autres, l'élargissement de la portée du projet et les effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP.

Après la signature des ententes de juillet 2022, le projet a fait face à d'importantes pressions en matière de coûts reflétant la conjoncture difficile du marché du travail dans l'Ouest canadien, les pénuries de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence des performances moindres des entrepreneurs et les différends, ainsi que d'autres événements imprévus, notamment les sécheresses, l'érosion et les difficultés à contrôler les sédiments. Une analyse détaillée des risques liés aux coûts et à l'échéancier (l'« analyse des risques ») a été réalisée afin d'évaluer la conjoncture actuelle du marché et les risques et incertitudes potentiels touchant le reste de la portée du projet. Par suite de l'analyse des risques, l'estimation des coûts jusqu'à l'achèvement du gazoduc a été portée à environ 14,5 milliards de dollars. Cette estimation ne tient pas compte d'éventuels recouvrements de coûts et comprend des provisions pour éventualités liées à certains facteurs hors du contrôle de Coastal GasLink LP, comme les conditions de travail, les performances moindres des entrepreneurs et les événements liés aux conditions météorologiques. Selon le plan de travail, l'achèvement des travaux mécaniques est toujours prévu d'ici la fin de 2023, tandis que les travaux de mise en service et de restauration se poursuivront en 2024 et en 2025. TC Énergie prévoit financer les coûts de projet supplémentaires et elle recherche activement des facteurs d'atténuation et des recouvrements qui pourraient compenser une partie de ces coûts, dont certains ne seront déterminés définitivement qu'après la mise en service du gazoduc. L'analyse des risques tient également compte de l'incidence possible d'une prolongation de la construction en 2024. Le cas échéant, les coûts augmenteraient d'un montant pouvant atteindre 1,2 milliard de dollars.

Cette révision à la hausse de l'estimation des coûts en capital du projet et nos exigences de financement correspondantes étaient des indicateurs qu'une diminution de la valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite.

En conséquence, nous avons effectué une évaluation et conclu que la juste valeur de notre investissement était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une autre perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP et nous avons ainsi comptabilisé une dépréciation de 3,0 milliards de dollars avant les impôts (2,6 milliards de dollars après les impôts) au quatrième trimestre de 2022. Au 31 décembre 2022, la valeur comptable de notre participation dans Coastal GasLink LP, avant dépréciation, se composait des montants affectés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (2,8 milliards de dollars) et des prêts à des sociétés liées (250 millions de dollars), dont le solde a été ramené à zéro. En raison des dispositions de financement contenues dans les ententes de juillet 2022, nous prévoyons financer un montant supplémentaire de 3,3 milliards de dollars découlant de l'estimation révisée du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et une partie importante de cet investissement futur dans Coastal GasLink LP devrait subir une dépréciation. Nous continuerons d'évaluer les baisses durables de la juste valeur de notre participation et l'ampleur des charges de dépréciation supplémentaires, le cas échéant, dépendra de notre évaluation effectuée à la date de clôture visée. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

Dorénavant, les coûts du projet seront financés en partie par les facilités de crédit dédiées au projet existantes, dont le montant disponible total révisé est de 8,4 milliards de dollars par suite d'un rehaussement de 1,6 milliard de dollars au troisième trimestre de 2022. Les capitaux supplémentaires requis pour financer la construction du gazoduc proviendront d'abord d'une convention de prêt subordonné entre TC Énergie et Coastal GasLink LP, établie initialement au quatrième trimestre de 2021 puis modifiée en juillet 2022. À la suite de cette modification, les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur cet emprunt seront remboursés au moyen des apports de capitaux propres à la coentreprise faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la date de mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés. Nous prévoyons financer, sauf dans certaines conditions, la majeure partie des apports de capitaux propres additionnels requis en raison de l'augmentation du coût en capital, conformément aux modalités contractuelles, ce qui ne modifiera pas notre participation de 35 %. Au 31 décembre 2022, le montant total consenti aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,3 milliard de dollars et l'encours à 250 millions de dollars, avant la dépréciation susmentionnée. Le montant total consenti aux termes de cet emprunt augmentera le cas échéant afin de soutenir les besoins de financement supplémentaire, estimés à 3,3 milliards de dollars, jusqu'à la fin des travaux de construction du gazoduc Coastal GasLink. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée du projet s'élèvera à environ 5,4 milliards de dollars, compte tenu des apports comptabilisés jusqu'à la fin de 2022.

En mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation pouvant atteindre 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet. La possibilité de devenir un partenaire commercial par l'entremise d'une participation a été offerte aux 20 Premières Nations qui sont parties à des accords existants avec Coastal GasLink LP. Ces dernières ont créé deux entités qui représentent collectivement, à l'heure actuelle, 16 communautés autochtones qui ont confirmé leur appui aux contrats d'option. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du gazoduc, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNG Canada.

Réseau de NGTL

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 3,0 milliards de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021 comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 344 km (214 milles), trois postes de compression et les installations connexes, et il devrait permettre d'ajouter une capacité supplémentaire de 1,59 PJ/j (1,45 Gpi³/j) au réseau de NGTL. Les travaux de construction du programme d'expansion tirent à leur fin et le coût en capital du programme est maintenant estimé à 3,5 milliards de dollars en raison des retards dus au processus réglementaire et aux conditions météorologiques ainsi que des pressions inflationnistes pendant les travaux. Au 31 décembre 2022, des installations du programme à hauteur de 3,0 milliards de dollars ont été mises en service, ce qui a ajouté une capacité de 1,4 PJ/j (1,3 Gpi³/j) au réseau de NGTL. Les installations requises pour obtenir la capacité résiduelle devraient être mises en service au premier trimestre de 2023.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022 consiste à installer environ 166 km (103 milles) de nouveaux gazoducs, un poste de compression et les installations connexes, et il devrait doter le réseau d'une capacité supplémentaire d'environ 773 TJ/j (722 Mpi³/j) qui lui permettra de répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin aux termes de contrats d'au moins huit ans. Les pressions inflationnistes et les retards dus au processus réglementaire ont contribué à hausser le coût du programme, lequel est maintenant estimé à 1,5 milliard de dollars. Au 31 décembre 2022, des installations à hauteur de 0,6 milliard de dollars ont été mises en service et les autres installations devraient l'être au premier semestre de 2023.

Programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills

Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills est un projet d'expansion sur plusieurs années des réseaux de NGTL et de Foothills qui vise à faciliter l'accroissement de la capacité d'exportation de GTN visée par des contrats qui est raccordée au réseau de GTN. Le programme combiné des réseaux de NGTL et de Foothills comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 107 km (66 milles) et des installations connexes et il repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j). En 2022, la construction de trois des six tronçons du gazoduc a débuté; un tronçon a été mis en service au quatrième trimestre de 2022 et la construction des deux autres tronçons se poursuivra en 2023. Les principales approbations réglementaires ont été obtenues et certains permis accessoires requis sont encore en instance et devraient être obtenus au premier semestre de 2023. En raison de la complexité des terrains, des pressions inflationnistes, des retards dans l'obtention des permis et des autres conditions d'obtention de permis, le coût du programme est estimé à 1,6 milliard de dollars. Au 31 décembre 2022, des installations à hauteur de 0,3 milliard de dollars ont été mises en service et toutes les autres installations devraient l'être au cours de 2023, sous réserve de l'obtention des permis accessoires en temps voulu.

Expansion du réseau intrabassin de NGTL de 2023

Le programme d'expansion du réseau intrabassin de NGTL comprend de nouveaux gazoducs d'une longueur de 23 km (14 milles) et deux nouveaux postes de compression et il est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans visant une capacité de 255 TJ/j (238 Mpi³/j). Le coût en capital de l'expansion est estimé à 0,6 milliard de dollars. Les travaux de construction ont débuté en 2022, pour une mise en service à la fin de 2023.

Projet Valhalla North et Berland River

En novembre 2022, nous avons donné notre aval au projet VNBR, qui répondra aux besoins du réseau global et permettra de raccorder l'offre en déplacement aux principaux marchés, ajoutant au réseau de NGTL une capacité supplémentaire d'environ 527 TJ/j (500 Mpi³/j) et devrait contribuer à la réduction de l'intensité des émissions de GES dans l'ensemble du réseau. Le projet, dont le coût en capital est estimé à 0,6 milliard de dollars, comprend un nouveau gazoduc d'une longueur de quelque 33 km (21 milles), un nouveau poste de compression électrique à émissions nulles et les installations connexes. Une demande à l'égard du projet devrait être soumise à la REC au troisième trimestre de 2023 et la mise en service est attendue en 2026, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation.

Réseau principal au Canada

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, le réseau principal au Canada a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,2 milliard de dollars.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Réseau de NGTL	1 853	1 649	1 509
Réseau principal au Canada	770	838	911
Autres gazoducs au Canada ¹	183	188	146
BAIIA comparable	2 806	2 675	2 566
Amortissement	(1 198)	(1 226)	(1 273)
BAIL comparable	1 608	1 449	1 293
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	(3 048)	—	—
Gain sur la vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	364
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(1 440)	1 449	1 657

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP, de la portion canadienne du gazoduc Great Lakes et de notre investissement dans TQM, les produits d'aménagement de Coastal GasLink ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires liés à nos gazoducs au Canada.

(La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a représenté un recul de 2 889 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021 et avait diminué de 208 millions de dollars en 2021 comparativement à 2020. Ces sommes comprenaient les postes particuliers suivants qui ont été exclus du calcul du BAIL comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation de 3,0 milliards de dollars, avant les impôts, en 2022 au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » des états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information;
- un gain de 364 millions de dollars, avant les impôts, en 2020 sur la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement selon le RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	708	631	565
Réseau principal au Canada	223	213	160
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	17 493	15 560	14 070
Réseau principal au Canada	3 735	3 724	3 673

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 77 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, où il avait été supérieur de 66 millions de dollars à celui de 2020. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil précisé ainsi qu'un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 10 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021, en raison des revenus incitatifs à la hausse. Le bénéfice net de 2021 s'est accru de 53 millions de dollars comparativement à 2020, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs et l'élimination de notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts prévue dans le règlement précédent qui a pris fin en 2020. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients. En 2020, il était exploité aux termes de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014. Les modalités de ce règlement antérieur prévoyaient un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts servant à réduire les besoins en produits.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2022 a été supérieur de 131 millions de dollars à celui de 2021, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des charges financières et de l'amortissement traités à titre de coûts transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- la baisse de l'amortissement traité à titre de coûts transférables, en partie compensée par l'augmentation des impôts sur le bénéfice et des charges financières transférés et l'accroissement des revenus incitatifs relativement au réseau principal au Canada;
- la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2021 avait été supérieur de 109 millions de dollars à celui de 2020, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables, ainsi que l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- les produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink, dont la comptabilisation a commencé au deuxième trimestre de 2020;
- la baisse de l'amortissement et des charges financières traités à titre de coûts transférables, en partie compensée par l'augmentation des impôts sur le bénéfice transférés, l'accroissement des revenus incitatifs et l'élimination de l'apport de TC Énergie relativement au réseau principal au Canada.

Amortissement

En 2022, l'amortissement a été inférieur de 28 millions de dollars à celui de 2021, où il avait été inférieur de 47 millions de dollars à celui de 2020, puisque l'amortissement d'un tronçon du réseau principal au Canada s'est terminé en 2021, facteur en partie contrebalancé par l'augmentation de l'amortissement du réseau de NGTL par suite de la mise en service de nouvelles installations.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital présumée, ainsi que des dispositions des règlements tarifaires approuvés par la REC. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

En 2023, le BAIIA comparable et le résultat comparable des gazoducs au Canada devraient être supérieurs à ceux de 2022, en raison principalement de la croissance constante du réseau de NGTL à mesure que les programmes d'expansion progressent, ce qui agrandit les installations d'approvisionnement, améliore les installations de livraison de l'Alberta et élargit notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes de services garantis sur le réseau. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, les variations de ces coûts peuvent influencer sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre résultat comparable.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré au total 3,3 milliards de dollars en 2022 à nos projets de croissance et aux investissements de maintien de notre secteur des gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 2,8 milliards de dollars en 2023; elles viseront plus particulièrement les projets d'expansion et les investissements de maintien du réseau de NGTL, lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement et le bénéfice qui en découle.

Par ailleurs, nous avons contribué une somme de 1,4 milliard de dollars à notre participation dans Coastal GasLink LP en 2022 et nous sommes tenus de faire un apport additionnel de 0,5 milliard de dollars en 2023, en lien surtout avec les versements relatifs aux apports de capitaux propres à titre de coentrepreneur conformément aux ententes de juillet 2022 conclues avec Coastal GasLink LP. Nous prévoyons également effectuer des apports supplémentaires en lien avec le coût en capital estimatif révisé du projet en 2023. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions sur le projet Coastal GasLink.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières interétatiques aux États-Unis. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer nos coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC ou nos expéditeurs peuvent introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi inéquitable ou déraisonnable.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à de fréquentes instances visant les tarifs pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Réglementation sur la conformité de la PHMSA

La plupart de nos réseaux de gazoducs aux États-Unis sont assujettis à des lois et règlements fédéraux en matière de sécurité des pipelines qui sont adoptés et administrés par la PHMSA. La PHMSA a diffusé des règlements qui régissent, entre autres, les pressions manométriques maximales de service, les patrouilles des pipelines et les activités de détection de fuites, la sensibilisation du public, les procédures d'exploitation et d'entretien, les compétences des exploitants, la profondeur minimale requise et les mesures en cas d'urgence. En outre, la PHMSA a établi des règlements qui obligent les exploitants de pipelines à élaborer et à mettre en œuvre des programmes de gestion de l'intégrité pour certains gazoducs qui, en cas de fuite ou de bris, pourraient contaminer des zones sujettes à des conséquences graves, c'est-à-dire des zones où un déversement pourrait avoir les conséquences les plus néfastes, notamment les zones densément peuplées.

En 2016, la PHMSA a proposé de nouvelles règles pour réviser les règles fédérales en matière de sécurité des pipelines et publié un avis de projet de réglementation visant les lignes de transport et de collecte de gaz naturel terrestre, lequel impose des exigences plus strictes aux exploitants en ce qui concerne les inspections, les rapports et la gestion de l'intégrité. La règle, désignée couramment en tant que « Méga-règle sur le gaz », a été publiée en trois parties distinctes portant sur ce qui suit : 1) la confirmation des pressions manométriques maximales de service et les évaluations exhaustives de l'intégrité des zones à l'extérieur des zones sujettes à des conséquences graves (conséquences modérées); 2) les critères additionnels de réparation dans le cadre de la gestion de l'intégrité, les inspections de la corrosion et le contrôle de la corrosion; et 3) la définition exhaustive des lignes de collecte relevant de plusieurs compétences. La première de ces trois parties et la plus importante d'entre toutes, qui se rapporte à la confirmation des pressions manométriques maximales de service, a été publiée à titre de règle définitive en octobre 2019. La première partie a été suivie par la règle afférente à la définition des lignes de collecte (troisième partie), qui a été publiée à titre de règle définitive en novembre 2021. Enfin, la deuxième partie ayant été publiée en août 2022 qui se rapporte aux critères additionnels de réparation dans le cadre de la gestion de l'intégrité et les inspections de la corrosion vient compléter la Méga-règle sur le gaz. Comme toutes les parties de la Méga-règle sur le gaz ont été adoptées, nous poursuivons l'évaluation des conséquences cumulatives sur l'exploitation et sur notre situation financière qu'auront ses nombreuses révisions à venir et la nouvelle terminologie, particulièrement en ce qui a trait aux aspects associés à la période de mise en œuvre de 15 ans de la première partie qui a débuté en juillet 2020, et pour laquelle nous cherchons à recouvrer les coûts.

En plus des règles importantes décrites précédemment, une nouvelle loi sur la sécurité des pipelines a été promulguée en décembre 2020. Elle rétablit l'autorisation de la PHMSA et de son programme de sécurité des pipelines aux termes de la loi intitulée *2016 Pipeline Safety Act* qui avait expiré à la fin de septembre 2019. Nous en sommes actuellement à évaluer les conséquences de cette nouvelle loi, qui englobe des directives à l'intention des activités de transport de gaz naturel imposant des cibles en matière de réduction des émissions de méthane.

Finalement, la règle sur les normes minimales de détection des bris et l'installation de vannes a été promulguée à titre de règle définitive en avril 2022. La règle non rétroactive sur la détection des bris et les mesures d'urgence définit les cas où l'installation de vannes de fermeture automatique, de vannes télécommandées ou de valves manuelles est obligatoire pour les nouveaux gazoducs ou certains remplacements de canalisations d'un diamètre de 6 pouces ou plus qui répondent à une exigence quant à la longueur cumulée. La règle cible principalement les emplacements de catégorie 3 et 4 et les zones sujettes à des conséquences graves, mais comprend également des directives plus strictes sur le temps de réaction et la capacité du système Supervisory Control and Data Acquisition à détecter les bris potentiels, à les localiser et à les signaler aux contrôleurs d'acheminement du gaz. En outre, la PHMSA recourt à des protocoles d'intervention en cas d'urgence, notamment l'obligation d'isoler toute décharge de gaz dans un délai de 30 minutes à compter du moment où un bris a été signalé.

FAITS MARQUANTS

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de Columbia Gas

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 et 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.

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

ANR 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 d'ANR à compter du 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. En novembre 2022, ANR a avisé la FERC qu'elle avait conclu un règlement de principe avec ses clients. En janvier 2023, le juge administratif présidant l'audience a certifié le caractère non contentieux du règlement et a recommandé à la FERC de l'approuver. Bien qu'aucun délai ne soit imposé à la FERC relativement au règlement, d'après les délais d'approbation d'autres dossiers tarifaires récents, nous nous attendons à recevoir l'approbation du règlement par la FERC au début de 2023.

Règlement tarifaire de Great Lakes

En avril 2022, la FERC a approuvé le règlement de dossier tarifaire sans opposition de Great Lakes avec ses clients, aux termes duquel Great Lakes et les parties au règlement ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025.

Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes, laquelle a donné lieu à la comptabilisation d'une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 451 millions de dollars US au premier trimestre de 2022. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Acquisition visant KO Transmission

Le 28 avril 2022, nous avons approuvé l'acquisition d'actifs de KO Transmission d'une valeur d'environ 80 millions de dollars US, lesquels doivent être intégrés à notre gazoduc Columbia Gas. L'empreinte accrue devrait fournir une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de Columbia Gas vers les marchés en plein essor des sociétés de distribution locales du nord du Kentucky et du sud de l'Ohio ainsi qu'une plateforme pour les dépenses d'investissement futures, y compris la conversion future de centrales électriques alimentées au charbon dans la région. La FERC a approuvé l'acquisition en novembre 2022 et la transaction a été conclue en février 2023.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de GNR. Ces centres sont conçus de manière à offrir un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous sommes d'avis que cette collaboration, qui vise dix centres de transport à l'échelle nationale, prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES

Projet Alberta XPress

Le projet Alberta XPress est une extension d'ANR qui utilise la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour relier l'offre croissante du BSOC aux marchés d'exportation du GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Ce projet a été mis en service en janvier 2023.

Projet Louisiana XPress

Le projet Louisiana XPress, un projet de Columbia Gulf destiné à l'acheminement de gaz naturel vers les installations d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mis en service graduellement au cours du troisième trimestre de 2022.

Projets Elwood Power et Wisconsin Access

Les projets Elwood Power et Wisconsin Access, qui comportent des composantes visant l'amélioration et la fiabilité tout en réduisant les émissions le long de certains tronçons du réseau de pipelines d'ANR, sont entrés en service commercial le 1^{er} novembre 2022.

Projet Gillis Access

En novembre 2022, nous avons approuvé l'aménagement du projet Gillis Access, un nouveau réseau de gazoducs de 1,5 Gpi³/j qui raccordera le bassin Haynesville, à Gillis, avec les marchés ailleurs en Louisiane. Le système collecteur de 68 km (42 miles) en Louisiane permettra également au marché d'exportation de GNL de la Louisiane, qui connaît une croissance rapide, d'accéder à la production de gaz naturel en provenance de Haynesville et constituera une plateforme en vue de la croissance future dans les marchés du sud-est de la Louisiane. La mise en service du projet est prévue en 2024 et son coût total est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

En février 2023, nous avons approuvé le prolongement du projet Gillis Access, soit sur 63 km (39 milles) et d'une capacité de 1,4 Gpi³/j, ce qui permettra d'acheminer plus de gaz en provenance du bassin Haynesville, à Gillis. Le projet devrait être mis en service en 2025 à un coût total estimé à 0,3 milliard de dollars US, sous réserve d'une décision d'investissement finale.

Projet Ventura XPress

En décembre 2022, nous avons approuvé le projet Ventura XPress, une série de projets d'ANR devant améliorer la fiabilité du réseau de base et offrir des services de transport contractuels à long terme supplémentaires vers un point de livraison du gazoduc de Northern Border situé à Ventura, en Iowa. Il est prévu que ce projet soit mis en service en 2025 pour un coût total estimé à 0,2 milliard de dollars US.

RÉSULTATS FINANCIERS

En mars 2021, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie (l'« acquisition de TC PipeLines, LP »). Les résultats de TC PipeLines, LP pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et les résultats comparatifs de 2020 reflètent la participation que nous détenons dans huit gazoducs avant l'acquisition.

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2022	2021	2020
Columbia Gas	1 511	1 529	1 305
ANR	582	592	512
Columbia Gulf	207	220	195
GTN ^{1,2}	184	139	—
Great Lakes ^{1,3}	178	158	91
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,4}	441	313	117
TC PipeLines, LP ^{1,5}	—	24	119
Participations sans contrôle ⁵	39	100	375
BAIIA comparable	3 142	3 075	2 714
Amortissement	(681)	(630)	(597)
BAIL comparable	2 461	2 445	2 117
Incidence du change	742	620	720
BAIL comparable (en dollars CA)	3 203	3 065	2 837
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	(571)	—	—
Activités de gestion des risques	(15)	6	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	2 617	3 071	2 837

1 Notre participation effective dans TC PipeLines, LP était de 25,5 % avant l'acquisition en mars 2021, date à laquelle elle est passée à 100 %. Avant mars 2021, les résultats reflétaient la participation de 46,45 % de TC PipeLines, LP dans Great Lakes, ses participations dans GTN, Bison, North Baja, Portland et Tuscarora ainsi que sa quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.

2 Comprend 100 % du BAIIA comparable de GTN après l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021.

3 Les résultats représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes jusqu'en mars 2021 et notre participation de 100 % après l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP que nous ne détenons pas en propriété effective.

4 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO) et dans Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré de Millennium et de Hardy Storage, notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Pour la période postérieure à l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021, les résultats comprennent aussi notre participation de 100 % dans Bison, North Baja et Tuscarora, notre participation de 61,7 % dans Portland ainsi que notre quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.

5 Représente le BAIIA comparable attribuable à la portion de TC PipeLines, LP et de Portland que nous ne détenons pas avant notre acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021; après cette date, représente les résultats attribuables à la participation résiduelle de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis de 2022 a été inférieur de 454 millions de dollars à celui de 2021, où il avait été supérieur de 234 millions de dollars à celui de 2020. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars, avant les impôts, au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques » pour obtenir des précisions;
- des gains latents et des pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés par notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar américain en 2022 a eu une incidence favorable sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport à 2021, alors que l'affaiblissement du dollar américain en 2021 avait eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à celui de 2020.

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

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2022 a été supérieur de 67 millions de dollars US à celui de 2021. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance;
- le résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport à compter de février 2021, ce qui a été en partie contré par la hausse des impôts fonciers suivant la mise en service de projets;
- les résultats à la baisse comptabilisés en 2021 en raison des périodes de grand froid et d'autres éléments particuliers;
- une diminution du résultat par suite de certains ajustements apportés au quatrième trimestre de 2022 liés aux reports réglementaires, contrée en partie par le résultat supérieur découlant de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} août 2022 conformément, dans les deux cas, au règlement tarifaire non contentieux d'ANR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis en 2021 a été supérieur de 361 millions de dollars US à celui de 2020. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- une augmentation nette du résultat de Columbia Gas par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} février 2021 conformément au règlement tarifaire non contentieux de Columbia Gas;
- les résultats accrus inscrits par nos actifs du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui tiennent compte de l'incidence des périodes de grand froid ayant sévi en 2021 dans bon nombre des régions où nous exerçons des activités aux États-Unis;
- l'accroissement du résultat de notre entreprise d'exploitation minière grâce à la hausse des prix des produits de base;
- le résultat supplémentaire découlant de la capitalisation accrue des coûts de maintien de l'intégrité des gazoducs et de l'apport des projets de croissance mis en service, principalement sur le réseau de Columbia Gas et celui d'ANR, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers.

L'incidence favorable sur le résultat comparable de l'acquisition de TC PipeLines, LP indiquée ci-dessus se traduit par une réduction du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé des résultats.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 51 millions de dollars US en 2022 par rapport à 2021, et il avait été en 2021 supérieur de 33 millions de dollars US à celui de 2020, essentiellement sous l'effet des nouveaux projets mis en service.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Nos gazoducs aux États-Unis font pour la plupart l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. Notre capacité de fidéliser notre clientèle et de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions générales ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le BAIIA comparable subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, qui peuvent être touchés par l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation, de même que par le risque de crédit lié aux contreparties.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis en 2023 devrait se situer au même niveau que celui de 2022. Cette stabilité est attribuable, entre autres, à l'achèvement en 2022 et en 2023 de projets d'expansion des réseaux d'ANR et de Columbia Gulf et à la hausse des produits d'ANR étant donné que les tarifs de transport plus élevés seront en vigueur pendant l'exercice complet lorsque le règlement tarifaire non contentieux déposé auprès de la FERC en vertu de l'article 4 sera approuvé. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons que nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2022. Nous nous attendons cependant à ce que ces résultats positifs soient en partie contrebalancés par l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, et par la hausse prévue des impôts fonciers qui découlera de la mise en service de divers projets d'investissement.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 1,7 milliard de dollars US en 2022 dans nos gazoducs aux États-Unis et nous prévoyons consacrer encore une somme d'environ 1,9 milliard de dollars US en 2023 essentiellement aux projets d'expansion de Gillis Access, de North Baja et de Columbia Gas et au programme de modernisation III de Columbia Gas, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien de Columbia Gas et d'ANR dont le recouvrement, majoré d'un rendement, devrait être reflété dans les droits futurs.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant du mazout et du diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières, et le besoin persiste. Tous les contrats à long terme actuels visant nos gazoducs, qui sont principalement libellés en dollars US, ont été conclus avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique. Ces contrats sont à taux fixes et prévoient le recouvrement des coûts afférents à la prestation des services, nous procurent un rendement sur le capital investi et assurent le recouvrement de ce capital. En tant qu'entreprise aménageant et exploitant des gazoducs, nous sommes généralement exposés à un risque en ce qui a trait aux coûts d'exploitation et de construction et à d'éventuelles pénalités en cas de facteurs retardant la mise en service. En cas de force majeure, nous pouvons cependant nous écarter du calendrier prévu. Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc.

FAITS MARQUANTS

Alliance stratégique avec la CFE

Le 4 août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la 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 à nos gazoducs situés dans le centre du Mexique (dont les gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains qui se prolonge jusqu'en 2055. Cette entente a permis aussi de résoudre et de mettre fin aux procédures antérieures d'arbitrage international avec la CFE visant les gazoducs de Villa de Reyes et de Tula.

Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 milliards de dollars US.

L'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes a été achevée au deuxième trimestre de 2022, tandis que la mise en service commerciale de Villa de Reyes Nord et de Tula Est a eu lieu au troisième trimestre de 2022. Nous collaborons avec la CFE et nous prévoyons que la mise en service commerciale des tronçons latéral et sud du gazoduc Villa de Reyes aura lieu en 2023. Nous avons également convenu d'aménager et de terminer conjointement la construction du tronçon central du gazoduc de Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale qui devrait être rendue au cours du premier semestre de 2023. Nous travaillons actuellement de concert avec la CFE sur le tronçon ouest du gazoduc de Tula à obtenir les droits de passage dont nous avons besoin et à régler les questions juridiques.

Sous réserve des approbations réglementaires de la commission de la concurrence économique et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH devrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2022	2021	2020
TGNH ¹	164	118	120
Topolobampo	161	161	159
Sur de Texas ²	112	113	171
Guadalajara	73	71	64
Mazatlán	67	70	70
BAIIA comparable	577	533	584
Amortissement	(76)	(86)	(87)
BAIL comparable	501	447	497
Incidence du change	153	110	172
BAIL comparable (en dollars CA)	654	557	669
Poste particulier :			
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats	(163)	—	—
Résultat sectoriel (en dollars CA)	491	557	669

1 TGNH comprend des tronçons en exploitation des gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula.

2 Représente notre quote-part du bénéfice provenant de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique en 2022 a été inférieur de 66 millions de dollars à celui de 2021 et il comprend l'effet d'une provision pour pertes sur créances attendues de 163 millions de dollars relative à l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et à certains actifs sur contrats. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, une provision pour pertes sur créances attendues doit être comptabilisée au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent pas les pertes réelles ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes du contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu ces variations latentes de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions sur les provisions pour pertes sur créances attendues. Le raffermissement du dollar américain en 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités au Mexique par rapport à 2021.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique en 2021 a été inférieur de 112 millions de dollars à celui de 2020. L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos activités mexicaines en dollars canadiens comparativement à 2020.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique en 2022 a été supérieur de 44 millions de dollars US à celui de 2021, essentiellement grâce à la hausse des produits découlant de la mise en service commerciale du tronçon nord de Villa de Reyes et du tronçon est de Tula au troisième trimestre de 2022.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique de 2021 a été inférieur de 51 millions de dollars US à celui de 2020, en raison principalement des éléments suivants :

- la diminution de notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas imputable aux frais non récurrents de 55 millions de dollars US comptabilisés en 2020 par suite de la construction du projet;
- l'augmentation du résultat de Guadalajara après l'inversion du sens du gazoduc mise en service en 2020.

En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise Sur de Texas une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains. Ce prêt intersociétés libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance le 15 mars 2022 et remplacé avec un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars américains. En juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme libellé en dollars américains non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars américains conclu avec TC Énergie. Notre quote-part des intérêts débiteurs qui s'y rapportent dans Sur de Texas avant ce refinancement a été entièrement compensée par les intérêts créditeurs connexes comptabilisés au poste « Intérêts créditeurs et autres » du secteur Siège social.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 10 millions de dollars US en 2022 par rapport à celui de 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la comptabilisation de Tamazunchale suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE au milieu de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée. L'amortissement de l'exercice 2021 a été semblable à celui de 2020.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique reflète les contrats de transport à long terme stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services; il inclut la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas. Étant donné la nature à long terme des contrats de transport sous-jacents à nos activités, le BAIIA comparable reste sensiblement le même d'un exercice à l'autre, sauf lorsque de nouveaux actifs sont mis en service. Le BAIIA comparable de 2023 devrait être supérieur à celui de 2022 grâce aux produits tirés du tronçon nord de Villa de Reyes et du tronçon est de Tula pour un exercice complet, ces tronçons ayant été mis en service au troisième trimestre de 2022 en vertu du nouveau contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé un total de 0,8 milliard de dollars US en 2022, somme qui a été consacrée principalement à la construction des gazoducs Southeast Gateway, Villa de Reyes et Tula ainsi qu'à l'achèvement de tronçons précis des gazoducs de Villa de Reyes et de Tula en 2023. Les dépenses d'investissement qui serviront à poursuivre les travaux de construction des gazoducs Southeast Gateway, Villa de Reyes et Tula devraient s'élever à 2,1 milliards de dollars US.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 109 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Volumes de production des bassins d'approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement du réseau de NGTL et de nos gazoducs en aval. Le réseau de Columbia Gas et ses raccordements dépendent en grande partie de l'approvisionnement venant des Appalaches. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production de gaz naturel et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Les gazoducs se livrent cependant concurrence pour se raccorder aux grands bassins gaziers. Une diminution globale de la production ou l'intensification de la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait réduire le débit de nos gazoducs reliés et, en conséquence, avoir une incidence négative sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC et les Appalaches constituent deux des bassins les plus productifs et les plus concurrentiels d'Amérique du Nord sur le plan des coûts et qu'ils renferment des réserves de gaz naturel considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel et de ses liquides, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs et les usines de traitement du gaz, la demande à l'intérieur des bassins, les changements apportés aux politiques et à la réglementation et la valeur globale des réserves, y compris les liquides qu'elles contiennent.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. De nouvelles zones d'approvisionnement, situées plus près des marchés traditionnels, sont mises en valeur, ce qui pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. Les nouveaux marchés, notamment ceux qui sont liés aux installations d'exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l'intensification de l'utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l'évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir au marché des services de transport concurrentiels. Dans le cadre de notre planification stratégique et de notre analyse de scénarios qui se déroulent une fois l'an, nous surveillons divers signaux quant au rythme de la transition énergétique et à son ampleur et nous restons à l'affût de revirements importants susceptibles de poser une menace ou de susciter des occasions. Il y a lieu de consulter la rubrique portant sur le TCFD de notre fiche technique sur les facteurs ESG pour un complément d'information sur notre gestion des risques de marché associés aux changements climatiques et aux occasions qui se présentent.

Concurrence à l'égard de nouveaux projets d'expansion des gazoducs

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinaires qui cherchent à investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou leur rendement financier global pourrait être moins attrayant. Les nouvelles infrastructures d'énergie renouvelable sont appelées à répondre à une portion croissante des besoins énergétiques futurs, y compris dans le secteur de la production d'électricité. Néanmoins, même selon les prévisions les plus optimistes à l'égard de ces nouvelles installations, on prévoit toujours que la demande de gaz naturel augmentera. La fiabilité de l'approvisionnement en gaz naturel est un facteur important du succès de l'adoption généralisée des énergies renouvelables, dont la production est plus intermittente.

Demande de capacité pipelinère

En dernière analyse, c'est la demande de capacité pipelinère qui conditionne la vente de services de transport par gazoduc. La demande est fonction de la concurrence entre les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage, des mesures d'économie d'énergie et de la demande de combustibles de remplacement de même que du prix des sources d'énergie nouvelles. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger des droits concurrentiels sont liés à la demande globale de services de transport. Toute diminution de la demande à cet égard pourrait influencer à la négative sur nos produits, quoique l'utilisation de la capacité de nos gazoducs s'accroît sans cesse et justifie de nouveaux investissements et de nouveaux projets d'expansion.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures de transport du gaz naturel par gazoducs. Des perturbations de la chaîne d'approvisionnement en énergie pourraient entraîner une volatilité des prix et un recul des prix du gaz naturel susceptibles d'influer sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation et d'autres instances gouvernementales et l'évolution de leurs politiques, notamment des changements apportés à la réglementation, peuvent avoir une incidence sur l'approbation, le calendrier, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influencer défavorablement sur les coûts de construction, les dates de mise en service, les produits prévus et les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être retardé ou aboutir à une décision défavorable en raison de l'évolution de l'opinion publique et des politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière. L'éventuelle contestation devant un tribunal de décisions de réglementation pourrait entraîner de nouveaux dépassements de coûts et de nouveaux retards sur le calendrier.

Des examens plus minutieux des méthodes de construction et d'exploitation par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi peuvent retarder la construction, faire augmenter les coûts d'exploitation ou exiger des dépenses d'investissement additionnelles. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts ou la réduction du caractère concurrentiel des tarifs facturés aux clients peuvent nuire au bénéfice.

Nous gérons constamment ces risques en nous tenant au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de législation et de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs et en veillant à ce que les demandes relatives aux droits, aux installations et aux tarifs tiennent compte de ces risques et les réduisent dans la mesure du possible.

Risque gouvernemental

Les revirements des politiques ou les changements à la tête du gouvernement peuvent influencer sur notre capacité à faire croître nos activités. Les processus réglementaires toujours plus complexes, l'obligation de procéder à des consultations plus vastes, le resserrement des politiques en matière d'émission et les changements apportés à la réglementation environnementale peuvent également influencer sur nos possibilités de croissance. Nous sommes déterminés à collaborer avec toutes les instances gouvernementales pour faire en sorte que les avantages et les risques de nos activités soient compris et que des stratégies d'atténuation adéquates soient mises en application.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines permettant d'assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. Toute interruption des activités pipelinières ayant une incidence sur la capacité d'expédition risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à la réputation de l'entreprise ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous surveillons constamment nos réseaux de gazoducs, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude, et l'entretien de l'équipement de compression fait l'objet de programmes de fiabilité et d'intégrité rigoureux qui en assurent l'exploitation sécuritaire et fiable.

Pipelines de liquides

L'infrastructure de nos pipelines de liquides achemine du pétrole brut canadien depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux principaux marchés de raffinage et d'exportation situés dans le Midwest des États-Unis et le long de la côte américaine du golfe du Mexique. Elle offre aussi des services de transport aux États-Unis entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Nos pipelines de liquides transportent également du pétrole depuis Fort McMurray jusqu'au marché de la région d'Edmonton/Heartland.

Notre entreprise de pipelines de liquides comprend les installations suivantes :

- des pipelines de liquides en propriété exclusive – environ 4 400 km (2 700 milles);
- des installations de stockage opérationnel et à terme détenues en propriété exclusive – environ 7 millions de barils;
- des pipelines de liquides détenus en partie – plus de 460 km (287 milles).

Stratégie

Nous restons déterminés à optimiser notre infrastructure de pipelines de liquides de façon sécuritaire et fiable. Nous continuons d'accroître notre offre de services de transport, ce qui ajoute de la valeur à nos activités. Nous avons l'intention d'utiliser notre infrastructure concurrentielle existante pour stimuler des occasions de croissance dans les corridors afin d'offrir à nos clients un plus vaste choix et un meilleur accès aux marchés.

Les facteurs ESG comptent pour beaucoup dans notre stratégie. Nous sommes résolu à faire croître notre secteur des pipelines de liquides pour contribuer à la transition énergétique qui s'opère dans le monde. Comme la production d'électricité à faibles émissions de carbone est appelée à croître considérablement, nos objectifs de décarbonation pourraient reposer sur nos pipelines de liquides.

Faits récents

- construction presque achevée de l'oléoduc Port Neches Link et mise en service prévue au premier trimestre de 2023;
- commercialisation de volumes contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 représentant 30 000 b/j supplémentaires;
- Transport de volumes records sur le réseau d'oléoducs Keystone.

TC Énergie Pipelines de liquides

Au 31 décembre 2022

- Pipelines de liquides
- Réservoirs de liquides des terminaux
- Bassins de production



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation
Pipelines de liquides				
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 324 km (2 687 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
2	Marketlink		Transport de pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusque sur la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
3	Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
4	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut depuis les installations Horizon appartenant à Canadian Natural Resources Limited, dans le nord-est de l'Alberta, jusqu'au pipeline Grand Rapids.	100 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et des terminaux. L'entreprise assure le transport, de façon sécuritaire, du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font des produits pétroliers. Elle offre de plus des services complémentaires comme le stockage à des terminaux afin d'offrir aux clients une grande souplesse en matière de livraison tout en maximisant la valeur de nos actifs pipeliniers. Le secteur des pipelines de liquides compte également une entreprise de commercialisation non réglementée.

Nous vendons une capacité de transport par pipelines à nos clients, capacité qui est généralement visée par des contrats à long terme, ce qui nous permet de dégager des revenus stables sur la durée des contrats. Ces contrats à long terme prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction de nos actifs alors que les coûts d'exploitation et d'entretien sont recouverts principalement par le truchement de la tarification variable au moyen des coûts transférés. La capacité pipelinière non visée par des contrats est offerte sur le marché mensuellement au comptant et lors d'invitations à soumissionner conformément aux exigences réglementaires, ce qui représente des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage de liquides aux terminaux en contrepartie de paiements de frais fixes.

Notre réseau de pipelines et les installations connexes sont assujettis à la réglementation de la REC, de l'AER, de la FERC, de la PHMSA et de divers organismes étatiques. Ces entités réglementent les activités de construction, d'exploitation et de cessation des activités pipelinières. LA REC et la FERC réglementent les services de transport de nos réseaux d'oléoducs et il leur revient de surveiller le caractère raisonnable de nos tarifs.

Réseau d'oléoducs Keystone

Le réseau d'oléoducs Keystone, notre principal actif pipelinier de liquides, transporte du pétrole brut de l'Ouest canadien vers divers points de livraison du centre des États-Unis et de la côte américaine du golfe du Mexique. Il assure également le transport du pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique, par le truchement d'un contrat de location intervenu avec Marketlink. Le réseau est assujetti aux obligations de transporteur public imposées par la REC et la FERC du fait qu'il est exploité au Canada et aux États-Unis, respectivement.

Activités de commercialisation des liquides de TC Énergie

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et les activités de logistique passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. Cette division de commercialisation conclut des contrats visant la capacité de nos pipelines ou de pipelines et de réservoirs aux terminaux appartenant à des tiers.

Oléoducs de transport de liquides en Alberta

Nos deux oléoducs de transport de liquides en Alberta – Grand Rapids et White Spruce – procurent aux producteurs des services de transport de pétrole brut dans le nord de l'Alberta pour faire circuler des volumes entre Fort McMurray jusqu'au marché de la région d'Edmonton/Heartland. L'AER réglemente ces oléoducs.

Contexte commercial

Des revirements géopolitiques majeurs, l'évolution des politiques gouvernementales et divers facteurs macroéconomiques continuent d'avoir des répercussions sur l'offre et la demande mondiales de pétrole brut. Bien que le secteur en amont mette toujours l'accent sur la gestion des dépenses, nous prévoyons que la demande pour le pétrole brut s'intensifiera au cours des 30 prochaines années du fait de la croissance de la population mondiale et de l'expansion économique. L'offre de brut d'Amérique du Nord, y compris en provenance du BSOC, est essentielle pour soutenir cette demande future.

Perspective de l'offre

Canada

Avec plus de 160 milliards de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et dans les sables bitumineux qui se trouvent principalement en Alberta, le Canada se classe au troisième rang pour ce qui est de l'ampleur de ses réserves de pétrole brut. La production de pétrole brut du BSOC en 2022 s'est chiffrée à environ 4,6 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre plus de 5 millions de b/j d'ici 2035. La forte production tirée des sables bitumineux constitue la majeure partie de l'offre de brut de l'Ouest canadien, puisqu'elle représente environ 3,3 millions de b/j; c'est une source d'approvisionnement favorable en raison de sa stabilité, de la durée de vie de plusieurs dizaines d'années des réserves et de l'amélioration rapide de la performance au chapitre des coûts et de la protection environnementale.

États-Unis

Les États-Unis sont l'un des plus gros producteurs de pétrole brut du monde : la production américaine s'est chiffrée à environ 12 millions de b/j en 2022. La plus grande partie de la production de pétrole brut américain sur le continent provient des zones de production suivantes : le bassin permien, Williston, Eagle Ford et Niobrara, réservoirs étanches d'où l'on tire du pétrole léger. Étant donné que la capacité de traitement de pétrole léger est entièrement utilisée aux États-Unis, les débouchés pour la production de pétrole léger de réservoirs étanches se trouvent généralement du côté des marchés d'exportation. D'importants investissements de capitaux ont permis d'optimiser les raffineries américaines afin qu'elles puissent traiter un mélange de brut léger et de brut lourd, ce qui permettra la production économique d'un éventail maximisé de produits raffinés. D'ici 2035, nous prévoyons que les États-Unis exporteront plus de 5 millions de b/j de brut léger et importeront environ 4 millions de b/j de brut lourd.

Demande

La demande de pétrole brut en Amérique du Nord provient principalement des États-Unis, avec une capacité de raffinage de plus de 16 millions de b/j). La production de brut lourd au Canada revêt une importance stratégique pour le secteur américain du raffinage. Nombre de raffineurs du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique traitent une grande variété de types de brut; ils ont toutefois injecté des capitaux considérables pour traiter le brut lourd. L'accès à un approvisionnement abondant de gaz naturel à faible coût, la proximité de l'offre de pétrole brut léger et lourd, les économies d'échelle et l'accès facile aux marchés sont autant de facteurs qui ont permis aux raffineries de ces régions d'être les plus rentables du monde.

La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et devrait rester solide dans un avenir prévisible. Alors que le Canada et le Mexique sont les principaux fournisseurs de brut lourd aux États-Unis, la production de pétrole au Mexique ne devrait pas connaître de croissance notable dans un proche avenir. Il s'agit donc là de l'occasion rêvée, pour le Canada, de rester le plus important fournisseur de brut lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Priorités stratégiques

Nos réseaux de pipelines de liquides de l'Alberta et d'oléoducs de Keystone positionnent stratégiquement notre secteur des pipelines de liquides pour qu'il puisse offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole brut albertain et américain vers le Midwest américain et la côte américaine du golf du Mexique.

Dans les limites de nos préférences en matière de risque, nous restons déterminés :

- à optimiser la valeur et la compétitivité de nos actifs actuels;
- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles;
- à élargir nos services de transport et à les offrir dans des marchés adjacents à ceux où nous sommes déjà présents;
- à garder le cap sur nos objectifs en matière de transition énergétique, dont l'amélioration en matière d'exploitation du réseau et la décarbonation de nos réseaux.

Notre modèle d'affaires repose notamment sur des contrats à long terme qui assurent la stabilité des tarifs pour nos clients et celle des produits dégagés par notre entreprise. La nature cyclique des prix des produits de base peut cependant jouer sur le rythme de l'expansion des activités de nos clients. Cela peut influencer sur la croissance du nombre de projets en cours dans notre secteur, la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières.

Nous sommes d'avis que nos actifs en Alberta sont bien positionnés pour tirer profit de la croissance de la production dans le BSOC, qui fait preuve de stabilité et de résilience, et qui est nécessaire pour répondre à la demande croissante à l'égard du brut lourd canadien manifestée par la côte américaine du golfe du Mexique, du fait du repli des importations extracôtières traditionnelles.

Devant la croissance persistante de la production de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et le fait que la demande de pétrole léger est satisfaite en Amérique du Nord, nous évaluerons les possibilités d'expansion de nos services de transport et d'élargissement de notre plateforme de pipelines pour y inclure une connectivité du dernier kilomètre en matière d'approvisionnement vers les raffineries et les terminaux possédant des capacités de stockage et d'exportation maritime. Nous veillerons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et à aménager des projets pour offrir aux clients des choix quant à de nouvelles sources d'approvisionnement offertes à proximité.

Nous sommes d'avis que le secteur des pipelines de liquides est bien positionné pour résister à l'impact des fluctuations à court terme des prix des produits de base et réagir aux mouvements de l'offre et de la demande, tout en assurant le besoin de sécurité énergétique en Amérique du Nord. Nos actifs sont pour la plupart visés par des contrats à long terme, ce qui permet de dégager des revenus stables. Nous collaborons constamment avec nos clients de longue date et nos clients potentiels afin d'améliorer l'expérience clients et nous offrons des services de transport pipelinier et des services aux terminaux qui répondent à leurs besoins. L'emplacement et l'envergure de nos actifs, en se combinant, nous aident à attirer des volumes supplémentaires et à prendre de l'expansion.

Nous surveillons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques et d'occasions de coentreprises ou de structure tarifaire conjointe afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

Les facteurs ESG comptent pour beaucoup dans notre stratégie. Nos activités continueront d'intégrer la durabilité à nos projets ainsi qu'à nos activités d'entretien et d'exploitation, tout en privilégiant l'innovation au sein de notre entreprise, comme la modernisation et la décarbonation de l'infrastructure actuelle de nos pipelines de liquides.

FAITS MARQUANTS

Incident à la borne kilométrique 14

En décembre 2022, un bris dans le prolongement Cushing du réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas. Des travaux de restauration sont en cours et nous nous sommes engagés à restaurer entièrement le site. Nos efforts de récupération du pétrole se poursuivent et nous avons jusqu'à maintenant récupéré 90 % des 12 937 barils déversés. Les activités sur le tronçon touché ont repris suivant l'approbation du plan de réparation et de redémarrage par la PHMSA. Aux termes d'une ordonnance de mesures correctives, l'oléoduc doit fonctionner selon une pression réduite jusqu'à ce que les conditions soient satisfaites. La cause du rejet fait toujours l'objet d'une enquête.

Au 31 décembre 2022, nous avons comptabilisé un passif au titre des mesures environnementales correctives de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités, qui ne peuvent être établies à l'heure actuelle. Ce montant, qui a été comptabilisé sur une base non actualisée, représente les coûts estimatifs que nous avons engagés liés aux interventions d'urgence, aux travaux de restauration de l'environnement et à la décontamination requis pour remettre ces lieux en état. Le passif se fonde sur certaines hypothèses comme l'étendue des travaux de restauration, qui pourraient faire l'objet d'une révision dans les périodes ultérieures, ce qui pourrait entraîner une modification de ce montant. Par conséquent, il est raisonnable de penser que nous devons engager des coûts supplémentaires en sus du montant comptabilisé en charge. À l'heure actuelle, il est toutefois impossible de quantifier les coûts supplémentaires estimatifs.

Nous avons souscrit des polices d'assurance adéquates et il est probable que la majeure partie des coûts estimatifs des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes. Nous avons comptabilisé un actif à hauteur de 650 millions de dollars qui correspond au recouvrement attendu des coûts estimatifs liés aux travaux de restauration de l'environnement. Si des coûts en sus des montants comptabilisés devaient être engagés, ils seront évalués conformément à nos polices d'assurance en vigueur. Nous prévoyons que la presque totalité des travaux de restauration seront achevés dans l'année.

Instances de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, certains clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC selon lesquelles Keystone n'avait pas fourni suffisamment d'information pour étayer ses tarifs variables estimatifs pour 2020 et 2021 et ils ont contesté le caractère juste et raisonnable des tarifs qu'a imputés Keystone datant de 2018 et ceux de 2020 respectivement auprès de la FERC et de la REC.

L'instance de la REC a pris fin en septembre 2022 et, en décembre 2022, la REC a rendu une décision qui s'est traduite par un ajustement non récurrent de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. En janvier 2023, Keystone a déposé une demande de révision et de modification auprès de la REC dans le but de contester le bien-fondé de la décision initiale.

L'audience de la FERC a débuté en juin 2022 pour prendre fin en août, et la recommandation du tribunal doit être rendue au début de 2023.

Invitations à soumissionner en 2019

Près de 20 000 b/j afférents à des contrats à long terme ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 ont été commercialisés en avril 2022, représentant 10 000 b/j supplémentaires en septembre 2022.

Port Neches

La construction de l'oléoduc Port Neches Link, qui raccorde le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches, lequel achemine 630 000 b/j à sa raffinerie de Motiva et à d'autres infrastructures en aval, est presque achevée et sa mise en service est prévue au premier trimestre de 2023.

Keystone XL

En septembre 2022, le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements a constitué officiellement un tribunal afin de traiter la requête d'arbitrage que nous avons déposée en vertu de l'ALENA aux termes de laquelle nous cherchons à recouvrer de plus de 15 milliards de dollars US pour compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel relatif au projet d'oléoduc Keystone XL. Cette requête étant à un stade peu avancé, il est actuellement impossible d'établir quelle en sera l'issue définitive ni à quel moment elle sera connue.

Les activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ont débuté en 2022 avec la cession et la préservation d'actifs, se poursuivront en 2023. Nous continuerons de coordonner ces activités avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de s'assurer du respect de nos engagements en matière d'environnement et de réglementation.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
(en millions de dollars)			
Réseau d'oléoducs Keystone ¹	1 304	1 448	1 614
Pipelines en Alberta ²	71	87	92
Autres ¹	(9)	(9)	(6)
BAIIA comparable	1 366	1 526	1 700
Amortissement	(329)	(318)	(332)
BAIL comparable	1 037	1 208	1 368
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	118	(2 775)	—
Décision de la REC concernant Keystone	(27)	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(25)	(43)	—
Gain sur la vente de Northern Courier	—	13	—
Activités de gestion des risques	20	(3)	(9)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 123	(1 600)	1 359
BAIIA comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	383	417	418
Dollars US	754	884	955
Incidence du change	229	225	327
BAIIA comparable	1 366	1 526	1 700

1 Les résultats des activités de commercialisation des liquides étaient auparavant présentés séparément, mais ils ont trait presque entièrement aux activités de commercialisation du réseau d'oléoducs Keystone. Ces résultats ont été reclassés au poste « Réseau d'oléoducs Keystone » ci-dessus en 2022 et pour les périodes comparatives.

2 Les pipelines en Alberta regroupaient les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier. En novembre 2021, nous avons vendu notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier.

Le résultat sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 2,7 milliards de dollars en 2022 par rapport à 2021, et il avait diminué de 3,0 milliards de dollars en 2021 par rapport à 2020. Ces chiffres tiennent compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,8 milliards de dollars avant les impôts comptabilisée en 2021 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes par suite de la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales ;
- un ajustement de 118 millions de dollars, avant les impôts, en 2022 au titre de la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 se rapportant à un gain sur la vente des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL et à une diminution du montant estimatif afférent aux obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon;
- une charge de 27 millions de dollars, avant les impôts, découlant de la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte déposée concernant les tarifs comptabilisés en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts de 25 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisés en 2022 (43 millions de dollars en 2021) et se rapportant à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 13 millions de dollars, avant les impôts, en 2021 sur la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar américain en 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités par rapport à 2021, alors que l'affaiblissement du dollar américain en 2021 avait eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens par rapport à 2020.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides de 2022 a été inférieur de 160 millions de dollars à celui de 2021, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la baisse des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, ce qui a été compensé en partie par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance et par près de 20 000 b/j afférents à des contrats à long terme ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019 ayant été commercialisés en avril 2022, représentant 10 000 b/j supplémentaires en septembre 2022;
- le résultat des activités de commercialisation des liquides a reculé en 2022 par rapport à 2021, en raison du rétrécissement des marges et de la contraction des volumes;
- la décision de la REC rendue relativement à une plainte déposée concernant les tarifs facturés en 2022.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été inférieur de 174 millions de dollars en 2021 à celui de 2020, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la diminution des volumes et la compression des marges sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides attribuable essentiellement à l'élargissement des marges et à l'accroissement des volumes.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars pour l'exercice 2022 comparativement à 2021, ce qui s'explique principalement par le raffermissement du dollar américain. L'amortissement avait diminué de 14 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020 en raison de l'affaiblissement du dollar américain.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable de 2023 devrait être quelque peu inférieur à celui de 2022 pour le réseau d'oléoducs Keystone, y compris pour notre entreprise de commercialisation des liquides. Cette baisse sera imputable au reclassement afférent à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 de Milepost et à la contraction continue des marges sur le tronçon de l'oléoduc situé sur la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone. Nous prévoyons toutefois être en mesure de mener à bien nos engagements contractuels visant le réseau Keystone.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées en 2022 ont totalisé 0,1 milliard de dollars, et ont été consacrées principalement à des projets d'investissement sur la côte américaine du golfe du Mexique et à nos pipelines en exploitation. Nous prévoyons d'investir environ 0,1 milliard de dollars en 2023.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Pipelines de liquides. Se reporter à la page 109 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

Activités d'exploitation

L'exploitation de nos pipelines de liquides de façon sécuritaire et fiable, de même que l'optimisation de leur capacité disponible, sont des facteurs essentiels au succès du secteur. Toute interruption des activités pipelinières risque d'avoir une incidence sur la capacité d'expédition et de se traduire par notre incapacité à satisfaire à nos obligations liées aux volumes contractuels et à saisir des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer ces risques et les contrecoups possibles sur les communautés locales, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque environnemental, nous faisons des investissements de capitaux efficaces et nous misons sur du personnel hautement qualifié. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour veiller régulièrement à l'intégrité de nos pipelines et pour procéder à des réparations et à de l'entretien préventif s'il y a lieu.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur la conception, la construction, l'exploitation et la performance financière de nos pipelines de liquides. Les revirements de politiques gouvernementales peuvent influencer sur la capacité à faire croître nos activités. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole peut également avoir une incidence sur les processus de réglementation. Parallèlement, des particuliers et des groupes d'intérêt s'opposent à l'utilisation du pétrole pour la production d'énergie en exprimant leur désaccord face à la construction et à l'exploitation de pipelines de liquides. Le fait de modifier les exigences en matière d'environnement ou de réviser le processus de réglementation actuel peut avoir une incidence défavorable sur le moment de l'obtention des autorisations pour nos pipelines de liquides ou la possibilité de les obtenir. Pour gérer ces risques, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux en matière de réglementation et de politiques gouvernementales afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur de pipelines de liquides, nous intégrons des analyses de scénarios à nos perspectives stratégiques et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

Un recul de la demande de produits raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. À long terme, un resserrement des prix du pétrole brut pourrait par ailleurs inciter les producteurs à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport de liquides et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les clients, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport des liquides, plus particulièrement pour relier les approvisionnements croissants de pétrole brut entre les régions productrices et les marchés de demande en Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter du pétrole brut jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépend ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Commercialisation des liquides

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et les activités de logistique passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. L'évolution des conditions de marché pourrait avoir une incidence négative sur la valeur de ces contrats de location de capacité sous-jacents et les marges réalisées. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également affecter la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Risques d'entreprise ».

Évolution des tendances sur le plan des politiques et exigences relatives aux enjeux ESG

Les gouvernements d'Amérique du Nord modifient leurs normes environnementales et font de leurs objectifs relatifs au climat des priorités essentielles. En même temps, le contexte commercial évolue rapidement et les investisseurs exigent que les sociétés prennent davantage d'engagements à l'égard des facteurs ESG. Il existe un risque que l'évolution des politiques fasse diminuer l'intérêt que suscitent nos services traditionnels, mais le contexte fait aussi naître des occasions de réduire les émissions de GES et de générer ainsi des crédits carbone et des crédits d'énergie renouvelable pour TC Énergie. De nombreux producteurs de pétrole se sont fixés des cibles claires de réduction des GES. Beaucoup d'efforts sont déployés en Amérique du Nord dans le développement de techniques de captage, d'utilisation et de stockage de carbone qui permettront d'atteindre ces cibles.

Énergie et solutions énergétiques

Le secteur auparavant appelé Énergie et stockage a été renommé Énergie et solutions énergétiques. Ce secteur regroupe des actifs de production d'électricité, des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés ainsi que des nouvelles technologies qui réduisent nos émissions, en plus d'être un partenaire pour nos clients et les autres secteurs qui sont aussi à la recherche de solutions à faibles émissions.

Les activités du secteur Énergie et solutions énergétiques représentent, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 4 300 MW. Ils sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick et sont alimentés au gaz naturel et à l'énergie nucléaire. Ces actifs sont pour la plupart visés par des contrats à long terme. De plus, nous avons une capacité garantie de 600 MW aux États-Unis et de 416 MW au Canada aux termes de CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire. Nous continuons d'explorer des occasions liées aux actifs de production d'électricité et des occasions de conventions d'achat d'électricité (« CAE ») au Canada et aux États-Unis.

Par ailleurs, nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta.

Stratégie

Notre stratégie consiste à utiliser notre portefeuille concurrentiel en tant que plateforme de croissance de notre secteur Énergie et solutions énergétiques et à améliorer la durée de vie et la fiabilité de nos actifs, toujours en fonction de nos besoins internes et de ceux de notre clientèle. Nous pensons qu'à long terme, à mesure que s'opère la transition énergétique, le besoin d'un approvisionnement fiable se fera grandissant. Nous pouvons jouer un rôle vital dans la transition énergétique en exploitant des occasions de croissance à émissions de carbone nulles, de nouvelles technologies et de nouveaux marchés tout en veillant à la décarbonation de nos actifs actuels.

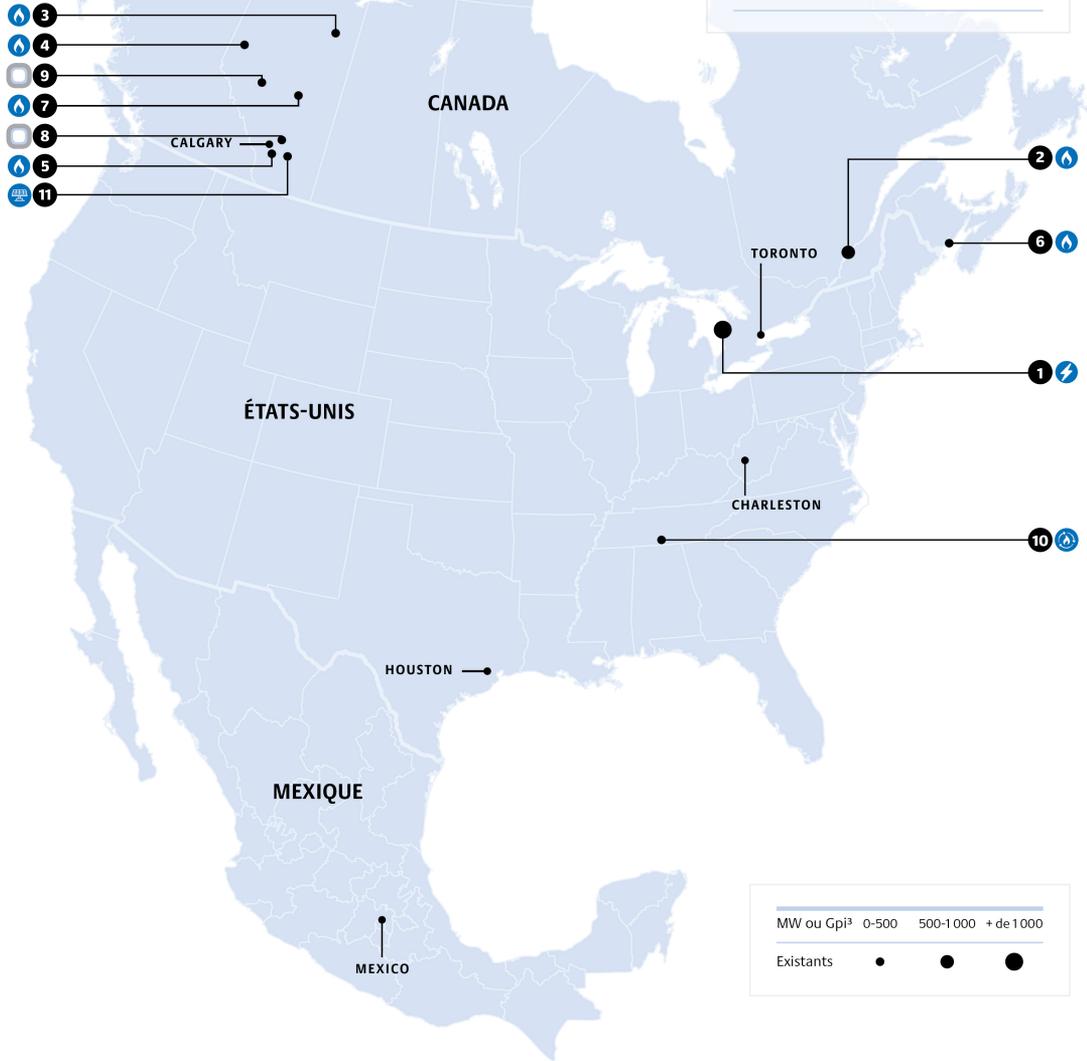
Faits récents

- Poursuite de l'avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, la SIERE procédant à la vérification de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 3. Par conséquent, ce programme doit débiter au premier trimestre de 2023 pour se terminer en 2026. Le projet de RCP du réacteur 6 se poursuit conformément au budget et au calendrier et doit se terminer au quatrième trimestre de 2023.
- Obtention d'une capacité garantie d'environ 600 MW aux termes de CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire aux États-Unis.
- Début de la construction du projet solaire de Saddlebrook ayant une capacité de production d'énergie solaire de 81 MW.
- Annonce d'un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène à Crossfield, en Alberta.

TC Énergie Énergie et solutions énergétiques

Au 31 décembre 2022

-  Production alimentée au gaz naturel
-  Centrales nucléaires
-  Autres solutions énergétiques
-  Production d'énergie solaire
-  Stockage de gaz naturel non réglementé



La capacité de production des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques s'élève à 4 339 MW (quote-part nette revenant à TC Énergie), et nous sommes l'exploitant de chacune des installations, à l'exception de Bruce Power.

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Actifs de production d'énergie					
1	Bruce Power ¹	3 170	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
2	Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. La production d'électricité est suspendue depuis 2008, mais nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant cette suspension.	100 %
3	Mackay River	207	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
5	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
6	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick.	100 %
7	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées au Canada					
8	Crossfield	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
9	Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction					
Autres solutions énergétiques					
10	Lynchburg		GNR	Installation de production de GNR située à Lynchburg, au Tennessee	30 %
11	Centrale solaire de Saddlebrook	81	solaire	Centrale hybride de production d'énergie solaire située près d'Aldersyde, en Alberta	100 %

1 Notre quote-part de la capacité de production.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Installations énergétiques au Canada

Production et commercialisation d'énergie au Canada

Nous détenons des centrales de production d'électricité totalisant une capacité d'environ 1 200 MW au Canada ou des droits sur ces centrales, sans compter notre investissement dans Bruce Power. En Alberta, nous détenons quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et nous construisons un projet solaire. Nous maximisons les produits au moyen de l'exécution disciplinée d'une stratégie d'exploitation. Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser les résultats. Pour réduire le risque lié aux prix des produits de base relativement à l'électricité non liée à des contrats, nous vendons une partie de notre production sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables, le reste étant conservé pour être vendu sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. L'objectif de cette stratégie est de nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et de pouvoir saisir les occasions d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés. Nos deux installations énergétiques de cogénération d'électricité alimentées au gaz naturel de l'est du Canada, situées à Bécancour et à Grandview, font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 550 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. De ce fait, Bruce Power ne supporte aucun risque lié au combustible irradié. Nous détenons une participation de 48,3 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varieront surtout en raison de la mise à l'arrêt des réacteurs pour permettre la réalisation du programme de RCP ainsi que de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus.

Aux termes d'une entente à long terme conclue avec la SIERE, Bruce Power a entrepris une série d'investissements en vue de prolonger la durée de vie utile de ses installations jusqu'en 2064. Cette entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site. Selon les modalités de l'entente modifiée, qui a pris effet en janvier 2016, Bruce Power a commencé à investir dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément aux programmes de remise à neuf à long terme. Les investissements dans le programme de gestion d'actifs doivent se traduire par un prolongement à court terme de la durée de vie utile des six réacteurs visés jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. Le programme de gestion d'actifs comprend pour sa part la remise à neuf ou le remplacement ponctuels des systèmes, structures ou composantes qui n'entrent pas dans le champ d'intervention du programme de RCP, axé sur le remplacement effectif de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs. Le programme de RCP vise à prolonger de 30 ans la durée de vie utile de chacun des six réacteurs.

Le premier volet du programme d'allongement du cycle de vie correspond au programme de RCP du réacteur 6. La mise à l'arrêt prévue par ce programme a commencé en janvier 2020. Le programme a progressé jusqu'à la dernière partie de l'étape d'installation, tout en respectant le calendrier et le budget, et le réacteur devrait être remis en service au quatrième trimestre de 2023. Le deuxième volet du programme porte sur le réacteur 3. L'estimation définitive du coût et de l'échéancier du RCP de ce réacteur a été vérifiée par la SIERE en mars 2022. Le programme de RCP du réacteur 3 devrait commencer au premier trimestre de 2023 et se terminer en 2026. Le troisième volet du programme porte sur le réacteur 4. L'étape de définition du programme de RCP visant le réacteur 4 a été achevée en juin 2022 et l'étape de préparation est désormais en cours. Une base d'estimation préliminaire (qui comprend le coût initial et un calendrier estimatif) pour le RCP du réacteur 4 a été soumise à la SIERE au quatrième trimestre de 2022. Le dossier définitif suivant la décision d'investissement finale devrait être soumis au quatrième trimestre de 2023. Les investissements dans les programmes de RCP des trois autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

En parallèle avec le programme de RCP, le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre. Le projet 2030 portera essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe de Bruce Power; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Ce projet est organisé en trois phases, les deux premières étant déjà intégralement approuvées. La phase 1 a commencé en 2019 et devrait ajouter 150 MW à la capacité de production; la phase 2, qui a commencé au début de 2022, devrait y ajouter encore 200 MW.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power reçoit pour l'ensemble de ses réacteurs un prix contractuel uniforme qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE demande une réduction de la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel. Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté le 1^{er} avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2027, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Le prix contractuel peut être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de RCP. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficacités de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Au 31 décembre 2022, aucune provision n'avait été constituée au titre des efficacités opérationnelles pour la période allant de 2022 à 2024, et aucune efficacité opérationnelle n'a été réalisée pour la période allant de 2019 à 2021.

Bruce Power est un fournisseur mondial de cobalt-60, un isotope médical utilisé dans la stérilisation de matériel médical et pour traiter certains types de cancer. Le cobalt-60 est produit pendant la production d'électricité de Bruce Power et récolté, pendant certaines interruptions de service prévues pour entretien, à des fins médicales pour le traitement des tumeurs du cerveau et du cancer du sein. De plus, Bruce Power continue de faire avancer un projet visant à accroître la production d'isotopes à partir de ses réacteurs en mettant l'accent sur le lutétium-177, un autre isotope médical utilisé dans le traitement du cancer de la prostate et des tumeurs neuroendocrines. Ce projet est mené en collaboration avec un partenariat canadien en médecine nucléaire et la Nation ojibway de Saugeen dont le territoire traditionnel est celui où se trouvent les installations de Bruce Power.

Conventions d'achat d'électricité – Canada

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne et solaire de 416 MW en Alberta et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires tout en contribuant à la réduction de l'intensité de nos émissions de GES et d'offrir des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Installations énergétiques aux États-Unis

Notre entreprise de négociation et de commercialisation de l'énergie et des émissions aux États-Unis offre à nos clients divers produits physiques et financiers dans le respect de notre vision méthodique de la gestion des risques et d'un engagement envers la rigueur financière, le respect de la réglementation et l'excellence opérationnelle.

Conventions d'achat d'électricité – États-Unis

Nous avons conclu des CAE visant une production éolienne et solaire d'environ 600 MW aux États-Unis et les caractéristiques environnementales qui y sont associées. Ces CAE nous permettent de dégager des résultats supplémentaires tout en contribuant à la réduction de l'intensité de nos émissions de GES et d'offrir des produits d'énergie renouvelable à notre clientèle.

Autres solutions énergétiques

Notre vision consiste à être la plus importante société d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord, aujourd'hui et demain. Cette vision suppose de nous lancer avec enthousiasme dans la transition énergétique en cours et de contribuer à un monde à faible intensité de carbone. Tandis que le secteur intermédiaire opère sa transition énergétique, le moment est venu de réduire nos propres émissions tout en nous positionnant comme partenaire de nos clients et d'autres secteurs eux-mêmes à la recherche de solutions à faibles émissions. À l'heure actuelle, le rythme de cette transition est incertain, de même que la répartition des sources d'énergie vers laquelle le secteur évoluera. D'après nos observations, le monde continue de dépendre des sources actuelles de gaz naturel, de pétrole brut et d'électricité à l'égard desquelles nous offrons déjà des services à notre clientèle.

Nous ciblons cinq domaines vers lesquels porter nos efforts de réduction des émissions causées par nos activités tout en saisissant au passage les occasions de croissance qui répondent aux besoins énergétiques de l'avenir :

- moderniser nos infrastructures et nos réseaux actuels;
- décarboner notre propre consommation d'énergie;
- pousser les solutions et les technologies numériques;
- tirer profit des crédits carbone et des mécanismes de compensation;
- investir dans l'énergie et les infrastructures à faible intensité de carbone, comme les énergies renouvelables, ainsi que dans les nouveaux carburants et les nouvelles technologies.

Stockage de gaz naturel au Canada

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi³ en Alberta. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de nos activités de transport de gaz naturel et de nos activités américaines de stockage réglementées.

Le secteur canadien du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, tout en ajoutant de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel nous permettent également, ainsi qu'à nos clients, de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Notre secteur du stockage de gaz naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz naturel pour ces transactions.

Réseau carbone de l'Alberta (Alberta Carbon Grid ou « ACG »)

L'ACG est une solution de séquestration et de transport du carbone de classe mondiale qui est conçue pour servir une foule de clients et de secteurs d'activité. Fruit de la collaboration entre Pembina et TC Énergie, l'ACG vise à fournir des solutions de séquestration et de transport de CO₂ en Alberta, en mettant à contribution les compétences, l'expérience et le réseau étendu d'infrastructures et d'emprises de pipelines des deux sociétés.

L'ACG explore les possibilités en vue de l'aménagement éventuel de plusieurs carrefours ACG partout dans la province, lesquels seraient conçus pour collecter et stocker, de façon indépendante, sûre et rentable, le CO₂ provenant de clients dans plusieurs secteurs. La vision à long terme est de transporter et de stocker, chaque année, jusqu'à 20 millions de tonnes de CO₂ par l'intermédiaire de plusieurs carrefours en Alberta.

L'ACG s'inscrit dans l'engagement de Pembina et de TC Énergie à l'égard de la diversification des sources d'énergie, de la collaboration sectorielle et d'un avenir plus sobre en carbone qui sera bénéfique pour l'environnement et l'économie de l'Alberta.

FAITS MARQUANTS

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

Le 7 mars 2022, la SIERE a vérifié l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power soumise en décembre 2021. Ce programme doit débuter en mars 2023 pour se terminer en 2026.

Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté le 1^{er} avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2024, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Le troisième volet du programme de RCP porte sur le réacteur 4. L'étape de définition du programme de RCP a été achevée en juin 2022 et l'étape de préparation est désormais en cours et se poursuivra jusqu'à une décision d'investissement finale attendue au quatrième trimestre de 2023. Une base d'estimation préliminaire (qui comprend le coût initial et un calendrier estimatif) a été soumise à la SIERE au quatrième trimestre de 2022.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement visant des projets d'énergie éolienne, des projets d'énergie solaire et des projets de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés à la portion du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne et des projets d'énergie solaire d'environ 600 MW.

Projet solaire de Saddlebrook

Le 4 octobre 2022, nous avons annoncé le début des travaux préalables à la construction du projet solaire de Saddlebrook de 81 MW situé à proximité d'Aldersyde, en Alberta. Le coût en capital prévu se chiffre à 146 millions de dollars, le projet étant en partie financé à hauteur de 10 millions de dollars par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta). La fin des travaux de construction est prévue pour 2023.

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Carrefours de production d'hydrogène

Dans le cadre de notre entente d'aménagement conjoint visant la production conclue avec Nikola, le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment envisager l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale en 2024, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

Réseau carbone de l'Alberta

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait pouvoir transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le 18 octobre 2022, l'ACG a annoncé qu'il avait conclu une entente d'évaluation de la séquestration du carbone avec le gouvernement de l'Alberta afin d'évaluer plus en détail l'un des plus importants sites d'intérêt pour le stockage sécuritaire du carbone issu d'émissions industrielles en Alberta. Cette entente permettra à l'ACG de continuer à évaluer le caractère adéquat de notre site d'intérêt et de passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province afin de convaincre les clients, les communautés autochtones, les parties prenantes et le gouvernement de l'Alberta des capacités du projet de stockage de carbone. L'ACG évalue les possibilités en vue d'éventuellement mettre à profit les infrastructures et les emprises existantes pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Carburants renouvelables de Lynchburg

Le 17 octobre 2022, nous avons annoncé un investissement de 29 millions de dollars US pour acquérir une participation de 30 % dans le projet de carburants renouvelables de Lynchburg, une installation de production de GNR située à Lynchburg, au Tennessee, qui est aménagée par 3 Rivers Energy Partners, LLC. En plus de notre participation, nous commercialiserons l'ensemble du GNR et des attributs environnementaux générés par l'installation lorsqu'elle sera en service, ce qui devrait avoir lieu en 2024. Nous avons aussi la possibilité de participer à l'aménagement conjoint de futurs projets de GNR avec 3 Rivers Energy Partners, LLC.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Bruce Power ¹	552	397	430
Installations énergétiques au Canada ²	322	253	213
Stockage de gaz naturel et autres	33	19	25
BAIIA comparable	907	669	668
Amortissement	(72)	(78)	(67)
BAIL comparable	835	591	601
Postes particuliers :			
Gain (perte) sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	17	(414)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(17)	14	9
Activités de gestion des risques	15	6	(15)
Bénéfice sectoriel	833	628	181

1 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de Bruce Power.

2 Ces données comprennent les résultats de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario jusqu'à leur vente en avril 2020.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 205 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021 et de 447 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIL comparable et du résultat comparable :

- un recouvrement de 17 millions de dollars, avant les impôts, de certains coûts auprès de la SIERE en 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020 (perte avant les impôts de 414 millions de dollars en 2020);
- notre quote-part des gains latents et des pertes latentes de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

En 2022, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 238 millions de dollars à celui de 2021; cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport positif de Bruce Power principalement attribuable à un prix contractuel plus élevé;
- l'amélioration du résultat des installations de production énergétique au Canada en raison surtout de la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta en 2022.

En 2021, le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a été supérieur de 1 million de dollars à celui de 2020; cette hausse est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat des installations de production énergétique au Canada, en raison surtout des marges plus élevées réalisées en 2021, de l'apport des activités de négociation et des résultats sur un exercice complet de notre centrale de cogénération de Mackay River après sa remise en service, en mai 2020, facteurs en partie contrebalancés par la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme en avril 2020;
- la baisse de l'apport de Bruce Power par suite de l'augmentation des charges d'exploitation et de la diminution des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, en partie contrebalancée par la hausse des prix réalisés. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la diminution du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres imputable à l'augmentation des coûts liés à l'expansion des affaires de l'ensemble du secteur, en partie compensée par l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta en 2021.

Amortissement

L'amortissement pour 2022 a diminué de 6 millions de dollars par rapport à 2021, en raison de certains ajustements apportés en 2022. L'amortissement pour 2021 a augmenté de 11 millions de dollars par rapport à 2020, par suite principalement de l'amortissement supplémentaire découlant de l'acquisition, en novembre 2020, de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines et d'autres ajustements inscrits en 2020.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022	2021	2020
Postes inclus dans le BAIIA comparable et le BAII comparable :			
Produits ¹	1 848	1 642	1 672
Charges d'exploitation	(924)	(922)	(884)
Amortissement et autres	(372)	(323)	(358)
BAIIA comparable et BAII comparable²	552	397	430
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	86 %	86 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	302	321	276
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	34	22	36
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	20 610	20 542	20 956
Prix de l'électricité réalisés par MWh ⁶	89 \$	80 \$	80 \$

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

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

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

4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP du réacteur 6.

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en janvier 2020, et le réacteur est maintenant en phase d'installation. En 2022, exclusion faite des réacteurs 6 et 8, des travaux d'entretien prévus de tous les réacteurs ont été réalisés. En 2021, des travaux d'entretien prévus des réacteurs 1 et 3 ont été réalisés et le réacteur 7 a été mis à l'arrêt à partir du quatrième trimestre. En 2020, des travaux d'entretien prévus des réacteurs 3, 4, 5 et 8 ont été réalisés.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques pour 2023 devrait être semblable à celui de 2022 si les prix de l'énergie enregistrés en Alberta en 2022 se maintiennent en 2023. Nous prévoyons que le résultat de Bruce Power sera plus élevé en 2023 qu'en 2022 en raison de l'incidence pour l'exercice complet de la hausse des prix contractuels pour le programme de RCP du réacteur 3 et du plus petit nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, hors RCP, facteurs contrebalancés en partie par le plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation RCP. Le début des travaux d'entretien pour 2023 est actuellement prévu au deuxième trimestre pour le réacteur 4 et au deuxième semestre de 2023 pour le réacteur 8. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2023, exclusion faite du programme de RCP des réacteurs 3 et 6, devrait se situer dans le bas de la fourchette des 90 %.

Dépenses d'investissement

En 2022, nous avons investi 0,9 milliard de dollars pour notre quote-part du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, la construction du projet solaire de Saddlebrook et d'autres projets d'investissement de maintenance dans tout le secteur, et nous prévoyons d'investir environ 1,0 milliard de dollars en 2023.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Énergie et solutions énergétiques. Se reporter à la page 109 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement. Les activités de commercialisation du secteur se conforment à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Risques d'entreprise ».

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production physique d'électricité de nos installations énergétiques et de leur consommation de carburant est exposée à la volatilité des prix des produits de base. Ce risque est atténué par les contrats à long terme et les activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix alors en vigueur sur le marché.

Nos deux centrales alimentées au gaz naturel dans l'est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et aucune n'est exposée de manière significative à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. Comme les contrats visant ces actifs ont une échéance, nous ne savons pas si nous serons en mesure de les renouveler selon des modalités semblables, et il se pourrait que nos actifs soient exposés aux fluctuations des prix des produits de base.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Capacité disponible des centrales

L'exploitation de nos centrales de manière à offrir des services de façon sécuritaire et fiable de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible sont essentiels au succès continu des activités du secteur Énergie et solutions énergétiques. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien ainsi qu'une baisse de la production des centrales, un recul des produits et une réduction des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur les marchés réglementé et déréglementé au Canada et aux États-Unis. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, provinciaux et des États applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché ou des caractéristiques du marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, des coûts relatifs aux émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui pourraient avoir des incidences négatives sur les prix de l'électricité. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conformité

Des règles de marché, des règlements et des normes d'exploitation régissent nos installations énergétiques et varient selon le territoire où celles-ci sont implantées. Nos activités de négociation et de commercialisation peuvent être soumises à une concurrence et à des règles de conduite équitables de même qu'à des règles particulières qui s'appliquent aux transactions physiques et financières effectuées sur les marchés déréglementés. De même, les activités de maintenance, la disponibilité des générateurs et la livraison de l'électricité et des produits connexes de nos centrales peuvent être assujetties à des normes opérationnelles et techniques particulières. Bien que nous déployions des efforts considérables pour nous conformer à toutes les exigences légales applicables, il se produit parfois des situations entraînant un risque lié à la conformité telles que des difficultés opérationnelles imprévues, un manque de clarté des règles à suivre et l'application ambiguë et imprévisible des exigences par les organismes de réglementation et les autorités de surveillance du marché. Le non-respect réputé de ces exigences pourrait entraîner l'obligation de prendre des mesures d'atténuation, l'imposition de peines pécuniaires, la limitation de nos activités d'exploitation, voire des poursuites.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou de la météo, y compris les effets possibles des changements climatiques, est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité, en plus de limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité et la production de nos centrales alimentées au gaz naturel.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces ou des raccords de transmission régionaux. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité au Canada et aux États-Unis ainsi qu'à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. De nouveaux acteurs, traditionnels ou non, se joignent à l'économie florissante de l'énergie à faibles émissions de carbone en Amérique du Nord, et nous devons donc affronter leur concurrence dans le domaine de la construction de plateformes à faibles émissions de carbone dotées des caractéristiques financières et énergétiques requises pour fournir à la clientèle des solutions adaptées à ses besoins en matière de transition énergétique.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Nous contractons d'importants engagements en capital aux fins de l'aménagement d'infrastructures de production d'électricité, en présumant que ces actifs produiront un rendement intéressant sur le capital investi. Même si nous évaluons minutieusement l'ampleur et le coût prévu de nos projets d'investissement, nous sommes exposés au risque d'exécution et au risque de dépassement des coûts en capital, lesquels peuvent avoir une incidence sur le rendement que nous tirons de ces projets. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre une gouvernance de projets et des processus de surveillance exhaustifs et nous structurons les contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction avec des contreparties de bonne réputation.

Siège social

FAITS MARQUANTS

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. Nous étions en désaccord avec cet avis et avons engagé des procédures pour le contester. En janvier 2022, nous avons 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, nous avons conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021 et nous avons inscrit une charge d'impôts de 153 millions de dollars US (compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières).

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

Afin de financer prudemment notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation, contractée en juillet 2022, d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. En ce qui concerne les dividendes déclarés en 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 607 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

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

Le 10 août 2022, nous avons émis 28,4 millions d'actions ordinaires au prix de 63,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. Le produit du placement est affecté, directement ou indirectement, collectivement avec d'autres sources de financement et des fonds en caisse, au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

Programme de sortie d'actifs

Vers la fin de 2022, nous avons annoncé notre plan pour aller de l'avant avec un programme de sortie d'actifs de plus de 5 milliards de dollars et qui pourrait comprendre la monétisation partielle de certains actifs.

Les objectifs de ce programme de sortie d'actifs sont d'accélérer notre désendettement, de concrétiser les nombreuses possibilités qui s'offrent à nous et de procurer une source d'autofinancement pour les occasions de croissance à valeur élevée. Nous sommes d'avis qu'en mettant à exécution ces mesures, nous renforcerons notre bilan pour nous assurer de demeurer en bonne position concurrentielle afin de tirer profit des occasions futures. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA et du BAII comparables (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice (la perte) du secteur Siège social (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 12 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
BAIIA et BAII comparables	(20)	(24)	(16)
Postes particuliers :			
Gain de change – prêts intersociétés ¹	28	41	86
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(63)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	8	(46)	70

1 Montant constaté au poste « Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats.

Le bénéfice sectoriel du siège social de 8 millions de dollars en 2022 a augmenté de 54 millions de dollars par rapport à la perte sectorielle de 46 millions de dollars inscrite en 2021. La perte sectorielle du siège social en 2021 de 46 millions de dollars en 2021 a reculé de 116 millions de dollars par rapport au bénéfice sectoriel de 70 millions de dollars inscrit en 2020.

Le résultat sectoriel du siège social comprend les gains de change sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés intégralement à l'échéance. Ces gains de change sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et ils ont été exclus du calcul du BAIIA et du BAII comparables, car ils sont entièrement compensés par les pertes de change correspondantes incluses au poste « (Perte) gain de change, montant net » au titre des prêts intersociétés. Se reporter à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la section « Autres renseignements » pour en savoir plus sur les prêts intersociétés libellés en pesos.

La perte sectorielle du siège social en 2021 comprend un montant de 63 millions de dollars au titre des coûts avant les impôts liés au PDVR offert en 2021.

Le BAIIA et le BAII comparables du secteur Siège social pour 2022 ont été semblables à ceux de 2021, lesquels ont été inférieurs de 8 millions de dollars à ceux de 2020, en raison principalement d'un ajustement apporté à l'impôt sur le capital aux États-Unis comptabilisé en 2020.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(776)	(712)	(685)
Libellés en dollars US	(1 267)	(1 259)	(1 302)
Incidence du change	(383)	(320)	(446)
	(2 426)	(2 291)	(2 433)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(189)	(85)	(89)
Intérêts capitalisés	27	22	294
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 588)	(2 354)	(2 228)
Poste particulier :			
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(6)	—
Intérêts débiteurs	(2 588)	(2 360)	(2 228)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 228 millions de dollars en 2022 par rapport à ceux de 2021 et ont augmenté de 132 millions de dollars en 2021 par rapport à ceux de 2020. Les intérêts débiteurs de 2021 comprennent des intérêts de 6 millions de dollars sur la facilité de crédit liée au projet Keystone XL pour la période postérieure à la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL. Cette somme a été exclue de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2022 sont supérieurs de 234 millions de dollars à ceux de 2021, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la hausse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme plus élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus. Se reporter à la section « Situation financière » pour un complément d'information sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts débiteurs libellés en dollars américains.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable de 2021 avaient été supérieurs de 126 millions de dollars à ceux de 2020, principalement sous l'effet net des éléments suivants :

- la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021, le passage à la comptabilisation à la valeur de consolidation de notre investissement dans Coastal GasLink depuis la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP en 2020, et l'achèvement de la centrale de Napanee en 2020;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la baisse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	157	140	106
Libellée en dollars US	161	101	182
Incidence du change	51	26	61
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	369	267	349

La provision pour les fonds utilisés durant la construction a augmenté de 102 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique en grande partie par l'augmentation des dépenses en immobilisations visant le réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars américains est imputable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE et aux dépenses en immobilisations visant le gazoduc Southeast Gateway, facteurs partiellement compensés par la baisse des dépenses en immobilisations et des projets mis en service relativement aux projets de gazoducs aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Mexique » pour obtenir des précisions sur le projet de gazoduc Southeast Gateway.

La provision pour les fonds utilisés durant la construction a diminué de 82 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens s'expliquait en grande partie par le plus grand nombre de projets de croissance du réseau de NGTL en cours de construction. La baisse de la provision libellée en dollars américains s'expliquait surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Villa de Reyes et au projet BXP de Columbia Gas, qui a été mis en service en janvier 2021; ce facteur a été en partie contrebalancé par l'effet de l'augmentation des dépenses en immobilisations visant les projets de gazoducs aux États-Unis.

(Perte) gain de change, montant net

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
(Perte) gain de change, montant net, inclus dans le résultat comparable	(8)	254	(12)
Postes particuliers :			
Perte de change – prêt intersociétés	(28)	(41)	(86)
Activités de gestion des risques	(149)	(203)	126
(Perte) gain de change, montant net	(185)	10	28

Les pertes de change se sont établies à 185 millions de dollars en 2022, comparativement à des gains de change de 10 millions de dollars en 2021 et de 28 millions de dollars en 2020. Les postes particuliers suivants sont exclus de notre calcul de la perte (du gain) de change, montant net, inclus dans le résultat comparable :

- les pertes de change sur le prêt intersociétés libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle ce prêt a été remboursé intégralement à l'échéance;
- les pertes latentes et les gains latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change. Se reporter aux sections « Risques financiers » et « Instruments financiers » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Notre quote-part des gains de change et des intérêts débiteurs correspondants sur les prêts intersociétés libellés en pesos qui sont consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires a été prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Siège social et Gazoducs – Mexique, respectivement. Les pertes de change sur ces prêts intersociétés ont été exclus du résultat comparable. Dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé par un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars US d'un montant équivalent à 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US). Le 29 juillet 2022, ce prêt intersociétés libellé en dollars US a été remboursé intégralement et remplacé par un financement de tiers libellé en dollars US. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés libellés en pesos et en dollars US ont été inclus dans le résultat comparable, de sorte que tous les montants s'annulent sans incidence sur le bénéfice net. Se reporter à la rubrique « Transactions avec des parties liées » de la rubrique « Autres renseignements » pour un complément d'information.

Des pertes de change de 8 millions de dollars ont été incluses dans le résultat comparable en 2022, comparativement à des gains de change de 254 millions de dollars en 2021. La variation est principalement attribuable à l'effet net des éléments suivants :

- les pertes nettes réalisées en 2022, comparativement aux gains nets réalisés en 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change inscrites en 2022, comparativement aux gains inscrits en 2021, à la réévaluation des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- les gains réalisés plus élevés en 2022 par rapport à 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change.

Des gains de change de 254 millions de dollars ont été inclus dans le résultat comparable en 2021, comparativement à des pertes de change de 12 millions de dollars en 2020. Les gains réalisés en 2021, comparativement à des pertes réalisées en 2020, avaient trait aux dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Intérêts créditeurs et autres	146	190	185

En 2022, les intérêts créditeurs et autres ont été inférieurs de 44 millions de dollars à ceux de 2021 en raison du refinancement, le 15 mars 2022, du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas et du remboursement subséquent de ce prêt le 29 juillet 2022. Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable en 2021 étaient à peu près semblables à ceux de 2020.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(813)	(830)	(651)
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink	405	—	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	40	—	—
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	(196)	—	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats	49	—	—
Décision de la REC relative à Keystone	7	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	6	12	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	4	(3)	(3)
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	(123)	641	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	15	—
Vente de Northern Courier	—	6	—
Vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(10)	131
Vente partielle de Coastal GasLink LP	—	—	38
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	299
Vente des actifs de Columbia Midstream	—	—	18
Activités de gestion des risques	32	49	(26)
Charge d'impôts	(589)	(120)	(194)

La charge d'impôts sur le bénéfice de 2022 a été supérieure de 469 millions de dollars à celle de 2021, qui avait diminué de 74 millions de dollars par rapport à celle de 2020. Elle comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable, en plus de certaines des incidences fiscales qui se rapportent à des postes particuliers mentionnés ailleurs dans le présent rapport de gestion.

Postes particuliers en 2022 :

- un recouvrement d'impôts de 405 millions de dollars découlant de la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, déduction faite de certaines pertes fiscales latentes et non comptabilisées;
- un montant de 196 millions de dollars au titre du règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Siège social » pour plus de précisions à ce sujet;
- une charge d'impôts de 123 millions de dollars prise en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL et autres qui comprend un impôt minimum aux États-Unis de 96 millions de dollars lié à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

Poste particulier en 2021 :

- l'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL et autres.

Postes particuliers en 2020 :

- une reprise de 299 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts découlant principalement de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation a été jugée plus probable qu'improbable en raison de notre décision du 31 mars 2020 de poursuivre le projet d'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement d'impôts de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2022 a diminué de 17 millions de dollars comparativement à celle de 2021, principalement en raison de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés et de l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement du bénéfice imposable et d'autres provisions pour moins-value.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2021 a augmenté de 179 millions de dollars comparativement à celle de 2020, ce qui découle principalement de la hausse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada, de l'accroissement du bénéfice imposable et de l'effet des ajustements liés à l'inflation au Mexique, facteurs en partie compensés par l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(37)	(91)	(297)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 54 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021 et de 206 millions de dollars en 2021 comparativement à 2020 par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie. Après l'acquisition, TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte détenue en propriété exclusive de TC Énergie.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Dividendes sur les actions privilégiées	(107)	(140)	(159)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 33 millions de dollars en 2022 comparativement à 2021 et de 19 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022 et en 2021.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers et nous avons recours à des sorties d'actifs pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit. Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de l'incidence qu'a notre cote de crédit sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités dans notre notice annuelle accessible sur le site Web de Sedar (www.sedar.com).

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

Plan financier

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 34 milliards de dollars destiné à des projets garantis ainsi que nos projets en cours d'aménagement, qui doivent faire l'objet des approbations de la société et des organismes de réglementation. Comme il est indiqué dans la présente rubrique portant sur la situation financière, notre programme d'investissement devrait être financé par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- les sorties d'actifs;
- le financement de projets;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

De plus, au besoin, nous pourrions aussi avoir recours aux options de financement additionnelles suivantes :

- l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé dans le cadre de notre RRD;
- une émission distincte d'actions ordinaires.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2022, notre actif à court terme s'élevait à 7,3 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 16,9 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 9,6 milliards de dollars, comparativement à 5,6 milliards de dollars au 31 décembre 2021. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,4 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 5,9 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 4,5 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. De plus, le 22 novembre 2022, TransCanada PipeLines Limited (« TCLP ») a conclu un emprunt à terme non garanti de premier rang d'un montant de 1,5 milliard de dollars et d'une durée de 364 jours, portant intérêt à un taux variable. Au 31 décembre 2022, nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, notre programme de sortie d'actifs et notre RRD, si cela est jugé approprié.

L'insuffisance du fonds de roulement a été réduite le 17 janvier 2023 par suite de la conclusion, par une filiale mexicaine en propriété exclusive, d'un emprunt à terme non garanti de premier rang de 1,8 milliard de dollars US et d'une facilité de crédit non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US, décrits plus en détail ci-après.

Au 31 décembre 2022, notre actif total se chiffrait à 114,3 milliards de dollars, comparativement à 104,2 milliards de dollars au 31 décembre 2021, une augmentation qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2022 et l'accroissement de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation ainsi que de l'investissement net dans des contrats de location, partiellement contrebalancés par l'amortissement. La hausse est également attribuable à l'incidence du raffermissement du dollar américain au 31 décembre 2022 par rapport au 31 décembre 2021 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars US.

Au 31 décembre 2022, notre passif total s'établissait à 80,2 milliards de dollars, comparativement à 70,8 milliards de dollars au 31 décembre 2021, en raison de l'incidence nette des variations de la dette, du fonds de roulement des taux de change dont il est question plus haut.

Nos capitaux propres totalisaient 34,1 milliards de dollars au 31 décembre 2022, soit un niveau semblable à ceux de 33,4 milliards de dollars au 31 décembre 2021.

Structure du capital consolidé

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital.

aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022	Pourcentage du total	2021	Pourcentage du total
Billets à payer	6 262	7	5 166	6
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme	41 543	45	38 661	45
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(620)	(1)	(673)	(1)
	47 185	51	43 154	50
Billets subordonnés de rang inférieur	10 495	11	8 939	11
Actions privilégiées	2 499	3	3 487	4
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	31 491	35	29 784	35
Participations sans contrôle	126	—	125	—
	91 796	100	85 489	100

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2022, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument nos flux de trésorerie consolidés.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 375	6 890	7 058
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 009)	(7 712)	(6 052)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	487	(88)	(800)
	(147)	(910)	206
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	94	53	(19)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(53)	(857)	187

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 375	6 890	7 058
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	639	287	327
Fonds provenant de l'exploitation	7 014	7 177	7 385
Postes particuliers :			
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	196	—	—
Charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et des coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	91	131	—
Décision de la REC relative à Keystone	27	—	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	25	49	—
Programme de départ volontaire à la retraite	—	63	—
Recouvrement d'impôts exigibles découlant du PDVR	—	(14)	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables	7 353	7 406	7 385

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 515 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur ainsi que de la baisse des fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 168 millions de dollars en 2021 par rapport à 2020, en raison principalement de la diminution des fonds provenant de l'exploitation, contrebalancée en partie par le moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et leur ampleur.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 53 millions de dollars en 2022 par rapport à 2021, en raison principalement de l'accroissement des intérêts débiteurs et des pertes de change nettes réalisées sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et les transactions libellées en pesos, facteurs compensés en partie par l'augmentation du BAIIA comparable.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 21 millions de dollars en 2021, comparativement à 2020; cette augmentation est principalement attribuable à la hausse du résultat comparable, compte tenu des gains réalisés en 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US alors qu'en 2020, des pertes avaient été réalisées à ce titre. Ce facteur a été en partie contrebalancé par les frais recouverts en 2020 par suite de la construction du gazoduc Sur de Texas, ainsi que la diminution des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2021.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(6 678)	(5 924)	(8 013)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(49)	—	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(2 234)	(1 210)	(765)
	(8 961)	(7 134)	(8 900)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	571	—	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	35	3 407
Prêts consentis à une société liée, montant net	(11)	(239)	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 433	73	—
Montants reportés et autres	(41)	(447)	(559)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 009)	(7 712)	(6 052)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué, passant de 7,7 milliards de dollars en 2021 à 7,0 milliards de dollars en 2022, en raison essentiellement de l'augmentation des autres distributions tirées de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait principalement à notre quote-part du remboursement de la dette de Sur de Texas, des recouvrements contractuels reçus en 2022 au titre de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021, ainsi que d'un prêt consenti à une de nos sociétés liées en 2021, facteurs partiellement contrebalancés par l'augmentation des dépenses en immobilisations en 2022.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté entre 2020 et 2021, passant de 6,1 milliards de dollars à 7,7 milliards de dollars, en raison essentiellement du produit tiré de la vente d'actifs en 2020 ainsi que des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'un prêt consenti à une de nos sociétés liées en 2021, facteurs partiellement contrebalancés par la diminution des dépenses en immobilisations en 2021.

Dépenses d'investissement ¹

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteur.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Gazoducs – Canada	4 719	2 737	3 608
Gazoducs – États-Unis	2 137	2 820	2 785
Gazoducs – Mexique	1 027	129	173
Pipelines de liquides	143	571	1 442
Énergie et solutions énergétiques	894	842	834
Siège social	41	35	58
	8 961	7 134	8 900

¹ Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés de 2022 pour les postes des états financiers qui représentent le total des dépenses d'investissement.

Dépenses en immobilisations

En 2022, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL, des projets de Columbia Gas et d'ANR, de l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2022 par rapport à 2021 reflète les dépenses liées à l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et à l'expansion du réseau de NGTL y compris le programme de livraison parcours ouest de Foothills, en partie contrebalancées par la réduction des dépenses consacrées aux projets d'ANR et l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation du permis présidentiel en janvier 2021.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2022 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées aux projets du secteur Énergie et solutions énergétiques.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2022 par rapport à 2021, principalement en raison des apports de capitaux propres à titre de coentrepreneur d'environ 1,3 milliard de dollars versés en 2022 à Coastal GasLink LP conformément aux ententes révisées visant Coastal GasLink LP. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions sur le projet Coastal GasLink. Ce facteur a été en partie contrebalancé par les apports à Iroquois en 2021.

Dans le cadre des activités de refinancement de la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, notre prêt intersociétés libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance à hauteur de 1,2 milliard de dollars et a ensuite été remplacé par un nouveau prêt intersociétés libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait à ces activités de refinancement sont présentés au montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour plus de précisions à ce sujet.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2021 par rapport à 2020, principalement en raison de la hausse de notre investissement dans Bruce Power et Iroquois.

Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL

En 2022, nous avons reçu des recouvrements contractuels de 571 millions de dollars découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021.

Produit de la vente d'actifs

En 2021, nous avons mené à terme la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier pour un produit brut de 35 millions de dollars.

En 2020, nous avons conclu les sorties d'actifs suivantes. Les produits en trésorerie sont présentés avant l'impôt et les ajustements postérieurs à la clôture :

- la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars;
- la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP pour un produit net de 656 millions de dollars.

Prêts à une société liée

Les prêts à une société liée représentent les émissions et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP visant à procurer des liquidités supplémentaires et du financement aux fins du projet. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour plus de précisions à ce sujet.

Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont trait principalement à notre quote-part des remboursements de la dette de Sur de Texas en 2022 et en 2021 et au rendement du capital investi découlant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Iroquois en 2022.

Après les activités de refinancement menées avec la coentreprise Sur de Texas susmentionnées, le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Billets à payer émis (remboursés), montant net	766	1 003	(220)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 508	10 730	5 770
Remboursements sur la dette à long terme	(1 338)	(7 758)	(3 977)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 008	495	—
Gain (perte) sur le règlement d'instruments financiers	23	(10)	(130)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	(633)	—
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	1 033
Dividendes et distributions versés	(3 385)	(3 548)	(3 367)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 905	148	91
Actions privilégiées rachetées	(1 000)	(500)	—
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP	—	(15)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	487	(88)	(800)

En 2022, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 575 millions de dollars par rapport à 2021, en raison essentiellement de l'accroissement du produit tiré des émissions d'actions ordinaires et de billets subordonnés de rang inférieur en 2022 ainsi que du rachat subséquent en 2021 de la participation sans contrôle rachetable au moyen des apports reçus en 2020 visant à soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL, facteurs en partie contrebalancés par le montant net moins élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets à payer ainsi que par la hausse des rachats d'actions privilégiées.

En 2021, les sorties nettes liées aux activités de financement ont diminué de 0,7 milliard de dollars par rapport à 2020, en raison principalement du montant net plus élevé des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets à payer, ainsi que de l'émission de billets subordonnés de rang inférieur en 2021, facteurs en partie contrebalancés par les apports reçus en 2020 visant à soutenir la construction de l'oléoduc Keystone XL sous la forme d'une participation sans contrôle rachetable et le rachat subséquent en 2021 de la participation sans contrôle rachetable, ainsi que le rachat d'actions privilégiées.

Les principales transactions prises en compte dans nos activités de financement sont analysées plus en détail ci-après.

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme en 2022 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	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 %
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 %

Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a conclu un emprunt à terme non garanti de premier rang de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit non garantie de premier rang de 500 millions de dollars US. L'emprunt à terme et l'engagement renouvelable viennent à échéance en janvier 2028 et portent intérêt à un taux variable.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2022 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Août 2022	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	2,50 %

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

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 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.

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.

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2022, 2021 et 2020, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2022.

Rachat d'une participation sans contrôle rachetable

Le 8 janvier 2021, nous avons exercé notre option d'achat conformément aux modalités contractuelles et versé 497 millions de dollars US (633 millions de dollars) pour racheter les titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta qui étaient classés dans le passif à court terme au bilan consolidé au 31 décembre 2020. Cette transaction a été financée par des prélèvements sur la facilité de crédit liée au projet d'oléoduc Keystone XL.

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

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre obligation de juillet 2022 d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022. Sur les dividendes déclarés en 2022, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 607 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Le RRD avec escompte devrait être offert jusqu'à la déclaration de dividendes pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2023.

Programme d'émission au cours du marché de TC Énergie

En décembre 2020, nous avons mis sur pied un nouveau programme ACM qui nous permet d'émettre des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé d'un prix de vente brut global pouvant aller jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars US, sur le marché public, à l'occasion et au gré de la société, au cours du marché en vigueur au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TC Énergie au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, qui ne faisait pas partie de notre plan de financement de base, était en vigueur pour une période de 25 mois, et nous procurait plus de souplesse financière à l'appui de nos mesures de crédit consolidées et de notre programme d'investissement. Le programme ACM n'a pas été activé et il est venu à échéance en janvier 2023 sans qu'aucune action ordinaire n'ait été émise aux termes de celui-ci.

Information sur les actions

au 8 février 2023

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	1,0 milliard	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	14,6 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	7,4 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	10 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	4 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,1 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,9 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	6 millions	3 millions

Au 10 août 2022, nous avons émis 28,4 millions d'actions ordinaires au prix de 63,50 \$ l'action, pour un produit brut d'environ 1,8 milliard de dollars. Le produit du placement est affecté, directement ou indirectement, collectivement avec d'autres sources de financement et des fonds en caisse, au financement des coûts associés à la construction du gazoduc Southeast Gateway.

Le 31 mai 2022, nous avons racheté la totalité des 40 millions d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation à un prix de rachat de 25,00 \$ par action et nous avons versé le dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022 exclusivement, précédemment déclaré le 28 avril 2022.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés de 2022.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	3,60 \$	3,48 \$	3,24 \$
par action privilégiée de série 1	0,86975 \$	0,86975 \$	0,86975 \$
par action privilégiée de série 2	0,82611 \$	0,50997 \$	0,7099 \$
par action privilégiée de série 3	0,4235 \$	0,4235 \$	0,48075 \$
par action privilégiée de série 4	0,66655 \$	0,34997 \$	0,54989 \$
par action privilégiée de série 5	0,48725 \$	0,48725 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	0,80668 \$	0,41622 \$	0,52537 \$
par action privilégiée de série 7	0,97575 \$	0,97575 \$	0,97575 \$
par action privilégiée de série 9	0,9405 \$	0,9405 \$	0,9405 \$
par action privilégiée de série 11	0,83775 \$	0,83775 \$	0,92194 \$
par action privilégiée de série 13	—	0,34375 \$	1,375 \$
par action privilégiée de série 15	0,30625 \$	1,225 \$	1,225 \$

Le 13 février 2023, nous avons majoré de 3,3 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,93 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2023, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,72 \$ par action ordinaire.

Facilités de crédit

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 8 février 2023, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,8 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Emprunteur	Objet	Échéance	Total des facilités	Capacité inutilisée ¹
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogéables				
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2027	3,0	1,7
TCPL / TCPL USA / Columbia / TransCanada American Investments Ltd.	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2023	3,0 US	1,7 US
TCPL / TCPL USA / Columbia / TransCanada American Investments Ltd.	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2025	2,5 US	2,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
TCPL / TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, la facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue	2,1 ²	1,0 ²
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN ²	5,0 MXN ²

1 La capacité inutilisée est présentée déduction faite du papier commercial en cours et des montants prélevés sur les facilités.

2 Ou l'équivalent en dollars US.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	6 262	6 262	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur ¹	52 299	1 898	5 609	5 391	39 401
Contrats de location-exploitation ²	496	68	127	114	187
Obligations d'achat et autres	6 049	3 781	805	454	1 009
	65 106	12 009	6 541	5 959	40 597

1 Exclusion faite des frais d'émission et des ajustements de la juste valeur.

2 Compte tenu des versements futurs pour le siège social, divers bureaux, des services et du matériel ainsi que des engagements relatifs à des terrains et à des contrats de location découlant de la restructuration de l'entreprise. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.

Billets à payer

Le total des billets à payer en cours était de 6,3 milliards de dollars à la fin de 2022, contre 5,2 milliards de dollars à la fin de 2021.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

Au 31 décembre 2022, la dette à long terme s'élevait à 41,5 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 10,5 milliards de dollars, comparativement à 38,7 milliards de dollars et à 8,9 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2021.

Nous nous efforçons d'échelonner le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de nos billets subordonnés de rang inférieur et de notre dette à long terme, exclusion faite des options de remboursement anticipé, est d'environ 20 ans.

Paiements d'intérêts

Les paiements d'intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2022 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	23 966	1 964	3 630	3 129	15 243
Billets subordonnés de rang inférieur	49 109	612	1 239	1 477	45 781
	73 075	2 576	4 869	4 606	61 024

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement 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.

Nous avons conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire d'une durée de un an à 15 ans visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2022, la capacité totale prévue garantie en vertu des CAE était d'environ 1 020 mégawatts, la production étant assujettie à des facteurs de disponibilité opérationnelle et de capacité. Les paiements futurs et leur calendrier ne peuvent pas être raisonnablement estimés, car ils dépendent du moment où certaines centrales connexes sont mises en service et de la quantité d'énergie produite.

Certains de ces engagements d'achat prévoient des ventes compensatoires aux termes des CAE visant la totalité ou une partie de la production connexe de la centrale.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs – Canada					
Transport par des tiers ¹	1 671	185	320	300	866
Dépenses d'investissement ²	974	951	21	2	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	640	154	247	98	141
Dépenses d'investissement ²	266	257	9	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	1 699	1 699	—	—	—
Pipelines de liquides					
Transportation par des tiers ¹	68	26	38	4	—
Dépenses d'investissement ²	21	21	—	—	—
Autres	7	3	4	—	—
Énergie et solutions énergétiques					
Dépenses d'investissement ²	315	257	57	1	—
Autres ³	43	10	16	15	2
Siège social					
Autres	319	192	93	34	—
Dépenses d'investissement ²	26	26	—	—	—
	6 049	3 781	805	454	1 009

- 1 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.
- 2 Les montants comprennent principalement les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation destinés à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.
- 3 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport de carburant.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de l'entité propriétaire du gazoduc. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement la livraison de gaz naturel. Ces garanties peuvent être renouvelées en juin 2023 et sont assorties d'une option annuelle de prorogation pour des périodes de un an prenant fin en 2053.

Au 31 décembre 2022, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 100 millions de dollars, pour une valeur comptable de moins de 1 million de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power peut être renouvelée en décembre 2023 et elle peut être prorogée pour des périodes successives de deux ans, la dernière période de renouvellement, d'une durée de trois ans, prenant fin en 2065.

Au 31 décembre 2022, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars, pour une valeur comptable de néant.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement, conjointement et solidairement ou exclusivement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des services de construction, y compris les conventions d'achat, et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'en 2043.

Au 31 décembre 2022, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 81 millions de dollars, pour une valeur comptable de 3 millions de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

En 2022, nous avons capitalisé 78 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 8 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 64 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Aucune lettre de crédit supplémentaire n'a été fournie en faveur du régime de retraite à prestations déterminées canadien pour remplir les exigences de solvabilité.

Étant donné la conjoncture actuelle du marché et la réduction du nombre de participants actifs aux régimes en raison du PDVR, nous prévoyons que la capitalisation requise en 2023 sera moindre qu'en 2022, mais les évaluations actuarielles visant à déterminer la capitalisation requise en 2023 de nos régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite au 1^{er} janvier 2023 seront effectuées au milieu de 2023. Nous nous attendons actuellement à capitaliser en 2023 environ 32 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 69 millions de dollars dans les régimes d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous ne prévoyons pas fournir de lettres de crédit supplémentaires en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite a été ramené à 57 millions de dollars en 2022, contre 108 millions de dollars en 2021, en raison surtout de l'incidence de la hausse des taux d'intérêt.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence significative sur notre situation de trésorerie ni sur notre situation financière.

Autres renseignements

GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

La gestion des risques fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons les risques au moyen d'un programme de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer les risques, notamment les risques liés aux facteurs ESG, susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'atteinte de nos objectifs stratégiques.

Le conseil d'administration assume la surveillance générale de tous les risques d'entreprise, comme il est mentionné plus bas, et assure la surveillance directe de la réputation et des relations, de l'incertitude réglementaire, de la stratégie de répartition du capital, de la réalisation des projets et des coûts en capital. Le conseil examine le registre des risques d'entreprise chaque année et il est informé chaque trimestre des nouveaux risques et de la façon dont ces risques sont gérés et atténués, en conformité avec la propension et la tolérance au risque de TC Énergie. Le conseil participe également, au besoin ou sur demande, à des présentations détaillées qui portent sur chacun des risques d'entreprise mentionnés dans le registre des risques d'entreprise.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil d'administration, supervise le programme de gestion des risques d'entreprise et assure une surveillance adéquate de nos activités de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers, notamment les risques liés aux facteurs ESG, dans le cadre de leur mandat. Plus précisément :

- le comité des ressources humaines encadre le renouvellement des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération pour assurer la concordance de nos politiques en matière de ressources humaines et de main-d'œuvre et de nos pratiques en matière de rémunération avec notre stratégie globale;
- le comité SSDE veille aux risques relatifs à l'exploitation, à la mise en œuvre de projets d'envergure, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l'environnement, y compris les risques associés aux changements climatiques;
- le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction, y compris le risque de marché, le risque de crédit lié aux contreparties et la cybersécurité.

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace. Pour chacun des risques d'entreprise, un membre de l'équipe de haute direction est responsable de la gouvernance et de la réalisation et doit présenter au conseil une évaluation approfondie chaque année.

Les principaux risques financiers et liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement qui sont particuliers à chaque secteur d'exploitation sont analysés dans les sections respectives du présent rapport de gestion. De plus, notre gestion de la gouvernance, de la stratégie, des risques, des mesures et des cibles liés au climat sont décrits à la rubrique portant sur le TCFD de notre fiche technique sur les facteurs ESG. Certains des risques d'entreprise qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur l'ensemble de nos installations sont résumés ci-après. Ces risques font l'objet d'une surveillance continue dans le cadre de notre solide programme de gestion des risques d'entreprise, qui comprend un réseau de responsables des risques émergents occupant des postes clés dans l'ensemble de l'organisation et qui sont chargés de repérer les risques potentiels à l'échelle de l'entreprise, lesquels sont signalés dans un rapport trimestriel au conseil d'administration.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Interruption des activités</p> <p>Les risques opérationnels tels que les pannes et défaillances de matériel, les conflits de travail, une pandémie et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, d'actes de terrorisme ou de sabotage et des excavations par des tiers sur l'emprise de nos pipelines.</p>	<p>Ces risques sont susceptibles de réduire les produits et d'accroître les coûts d'exploitation, d'entraîner des frais juridiques, réglementaires ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne peuvent être recouvrées à même les droits ou les contrats ou qui ne sont pas couvertes par l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière. Certains événements pourraient donner lieu à un risque de blessures ou de décès et de dommages matériels et écologiques.</p>	<p>Notre système de gestion, le SGOT, englobe nos programmes visant la santé, la sécurité, la durabilité, la protection de l'environnement et l'intégrité des actifs destinés à prévenir les incidents et à assurer la protection de notre personnel, des entrepreneurs et du public, de l'environnement et de nos actifs. Le SGOT comprend des programmes de sécurité des processus, de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises qui visent à permettre à TC Énergie de réagir efficacement aux événements qui posent un risque opérationnel, de réduire les pertes et les blessures et d'améliorer sa capacité de reprendre ses activités d'exploitation. Ces mesures sont appuyées par notre programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise correspondants pour assurer la continuité des processus. Nous disposons aussi d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer une certaine partie des risques auxquels nous sommes exposés, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.</p>
<p>Changements climatiques</p> <p>À titre de plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, nos actifs pourraient subir les conséquences de variations importantes des températures ou des conditions météorologiques et nos activités pourraient être touchées par les risques de marché attribuables aux politiques en matière de changements climatiques en constante évolution et aux nouvelles politiques de décarbonation ou aux changements dans la consommation d'énergie ayant une incidence sur l'approvisionnement en énergie à long terme et l'évolution de la demande.</p>	<p>Ces risques sont susceptibles d'entraîner des fluctuations de l'offre et de la demande d'énergie, une hausse des prix des produits de base ou de la volatilité et d'influer sur la capacité de production. Ils pourraient provoquer des interruptions des activités causées par des changements physiques dans notre environnement ou se traduire par des exigences accrues en matière de conformité liées aux changements climatiques, ce qui serait susceptible de réduire les produits et d'accroître les coûts d'exploitation, d'entraîner des frais juridiques, réglementaires ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats.</p>	<p>Nous disposons d'une équipe chargée de la transition énergétique, laquelle évalue les technologies et les possibilités pertinentes qui pourraient favoriser la résilience de nos activités, sans égard au rythme ou à l'orientation de la transition énergétique. Cette équipe a mené des travaux intersectoriels afin d'établir, pour l'ensemble de l'entreprise, une cible de réduction de 30 % de l'intensité des émissions de GES provenant de nos activités d'ici 2030, et un plan pour atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050 pour toutes nos activités par rapport à l'année de référence 2019.</p> <p>Nous évaluons la résilience de notre portefeuille d'actifs selon une fourchette de niveaux possibles de l'offre et de la demande d'énergie (ce que l'on appelle une analyse de scénarios) dans le cadre de notre planification stratégique. Nous surveillons l'évolution des politiques climatiques et les faits nouveaux connexes dans le cadre de notre programme de gestion des risques d'entreprise pour donner une vue d'ensemble à la haute direction et pour veiller à ce que les traitements soient appliqués d'une manière globale et cohérente. Nous passons en revue périodiquement nos normes techniques pour faire en sorte que les actifs continuent d'être conçus et exploités de sorte à résister aux conséquences possibles des changements climatiques.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Cybersécurité</p> <p>Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Nous devons toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité et nous pourrions être exposés à divers événements touchant la cybersécurité dirigés contre notre technologie de l'information. Ce risque a monté d'un cran en raison de l'évolution du conflit géopolitique en Europe l'Est. Les méthodes employées pour obtenir des accès non autorisés, désactiver ou dégrader des services ou encore saboter des systèmes sont en constante évolution et il peut être difficile de les prévoir ou de les détecter longtemps d'avance. Cela s'est traduit par une réglementation plus étoffée et plus stricte en matière de cybersécurité dans les territoires où nous exerçons nos activités.</p>	<p>Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.</p>	<p>Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie est examinée et actualisée régulièrement, et un rapport sur l'état de notre programme de cybersécurité est présenté au comité d'audit chaque trimestre. Ce programme comprend une gouvernance encadrée par des politiques et des normes, l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour déceler les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme étoffé de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés et des entrepreneurs. Nous avons souscrit une assurance qui peut couvrir les pertes imputables aux dommages matériels causés à nos installations par suite d'un événement touchant la cybersécurité, mais l'assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances.</p>
<p>Réputation et relations</p> <p>Aux fins de nos activités et de nos perspectives de croissance, nous devons entretenir des relations étroites avec nos principales parties prenantes, telles que les clients, les collectivités autochtones, les propriétaires fonciers, les fournisseurs, les investisseurs, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales.</p>	<p>Une mauvaise gestion des attentes des parties prenantes et des enjeux qui leur importent, y compris en ce qui concerne les facteurs ESG, peut avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation et nos projets, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général. Cela pourrait aussi entacher notre réputation et nuire à notre capacité d'exercer nos activités et de prendre de l'expansion.</p>	<p>Nos valeurs fondamentales, la sécurité, la responsabilité, la collaboration, l'intégrité et l'innovation, nous guident dans l'établissement et le maintien de nos principales relations et dans nos interactions avec les parties prenantes. Nous sommes fiers des relations étroites que nous avons tissées avec les parties prenantes partout où nous sommes présents, et nous cherchons continuellement à les resserrer. En plus de nos valeurs fondamentales, nous avons élaboré des programmes et des politiques qui façonnent nos interactions, clarifient les attentes, évaluent les risques et facilitent l'atteinte de résultats mutuellement avantageux. Notre plus récent rapport sur la durabilité et notre fiche technique sur les facteurs ESG présentent en détail nos engagements et nos mesures de rendement en matière de sécurité, les partenariats avec les communautés autochtones, l'importance que nous accordons aux relations avec les propriétaires fonciers ainsi que l'inclusion et la diversité en milieu de travail.</p>
<p>Incertitude réglementaire</p> <p>Notre capacité de construire et d'exploiter des infrastructures énergétiques nécessite des autorisations réglementaires et est tributaire des politiques et des règlements établis par les autorités gouvernementales, qui sont en constante évolution. Cela comprend les modifications réglementaires susceptibles d'avoir une incidence sur nos projets et nos activités d'exploitation.</p>	<p>Les effets défavorables sur nos positions concurrentielles, sur les plans géographique et commercial, pourraient nous empêcher d'atteindre nos objectifs de croissance en raison de l'échec ou de la perte d'occasions de croissance interne, de nouvelles occasions ou de possibilités existantes. Les conséquences financières des refus ou de retards de projets pourraient inclure la perte de coûts d'aménagement, la perte de confiance des investisseurs et d'éventuels frais juridiques en cas de poursuites. La réglementation pourrait également entraîner une hausse des coûts liés à notre exploitation, ce qui nous empêcherait de dégager un rendement raisonnable sur notre capital investi.</p>	<p>Nous nous tenons au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation et d'affaires gouvernementales afin d'analyser leur effet possible sur nos entreprises. Nous intégrons des analyses de scénarios à nos perspectives stratégiques et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.</p> <p>Nous repérons les nouveaux risques et les indications, notamment les décisions des clients, des organismes de réglementation et des autorités gouvernementales, ainsi que les technologies novatrices, et nous faisons rapport au conseil sur la gestion de ces risques chaque trimestre dans le cadre du programme de gestion des risques d'entreprise. Nous utilisons aussi ces informations pour éclairer notre stratégie de répartition du capital et nous adapter à l'évolution de la conjoncture du marché.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Accès au capital à un coût concurrentiel</p> <p>Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer notre portefeuille de projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance, et ce, à des coûts suffisamment inférieurs à nos rendements sur le capital investi.</p>	<p>Une détérioration importante et prolongée de la conjoncture du marché et une attitude moins favorable des investisseurs et des prêteurs pourraient entraver notre accès à des capitaux à un coût concurrentiel, ce qui nuirait à notre capacité de produire un rendement intéressant sur le capital investi ou freinerait notre croissance.</p>	<p>Nous exerçons nos activités dans le cadre de nos moyens financiers et de notre tolérance au risque, maintenons un large éventail de leviers de financement et nous faisons aussi des sorties d'actifs un volet important de notre programme de financement. En outre, nous entretenons une relation franche et proactive avec les membres de la communauté financière, y compris les agences de notation, dans le but d'écouter leurs commentaires et de les tenir au courant de l'évolution de nos activités et de leur transmettre des informations exactes au sujet des perspectives, des risques et des défis qui nous concernent, et de faire le point sur les facteurs ESG. Nous menons aussi des recherches sur les préférences relatives aux facteurs ESG des investisseurs et de nos partenaires financiers qui évoluent, et nous en tenons compte dans nos décisions. En 2022, nous avons conclu notre premier emprunt lié à la durabilité, alors que nous continuons à intégrer les principes de durabilité et des mesures de rendement liés aux facteurs ESG à notre stratégie commerciale.</p>
<p>Stratégie de répartition du capital</p> <p>Pour être concurrentiels, nous devons offrir des services d'infrastructures énergétiques complets dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, pour les formes d'énergie que recherchent les clients.</p>	<p>Si les formes d'énergie de remplacement à plus faibles émissions de carbone devaient se traduire par une baisse de la demande visant nos services qui soit plus rapide que notre rythme d'amortissement, la valeur de nos actifs d'infrastructures énergétiques pourrait en souffrir.</p>	<p>Notre portefeuille d'actifs est diversifié et nous avons recours à la gestion de portefeuille pour nous départir des actifs non stratégiques, ce qui nous permet d'assurer une rotation du capital tout en respectant nos préférences en matière de risque et en mettant l'accent sur les mesures par action. Nous menons des analyses pour repérer des sources d'approvisionnement résilientes dans le cadre des mesures fondamentales liées à l'énergie et des évaluations d'aménagements stratégiques. Nous recouvrons l'amortissement par les tarifs réglementés de nos pipelines, ce qui représente un moyen important d'accélérer ou de ralentir le remboursement de capital lié à une partie considérable de nos actifs. De plus, nous restons à l'affût des indications, notamment celles qui viennent des clients, des autorités de réglementation et des décisions gouvernementales, ainsi que des technologies novatrices afin d'éclairer notre stratégie de répartition du capital et nous adapter à l'évolution de la conjoncture du marché.</p>
<p>Coûts de réalisation et coûts en capital</p> <p>Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes, y compris les pénuries de main-d'œuvre qualifiée et des retards liés aux conditions météorologiques qui peuvent se répercuter sur les coûts et le calendrier des projets, sur la base de l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.</p>	<p>Bien que nous déterminions minutieusement le coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital et au calendrier pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.</p>	<p>Notre programme de gouvernance de projets vient appuyer la réalisation des projets et l'excellence opérationnelle. Le programme est harmonisé avec le SGOT qui établit un cadre et des normes en vue d'optimiser la réalisation des projets et de favoriser le respect des délais et du budget. Nous préférons établir une structure contractuelle pour nos projets afin de recouvrer les coûts d'aménagement si un projet est abandonné et mettre en place des mécanismes d'atténuation si des dépassements de coûts surviennent. Cependant, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous partageons ou assumons le coût de ces risques. De plus, nous pouvons avoir recours à du financement de projet ou à des partenaires dans le cadre de nos projets afin de gérer le capital exposé à un risque.</p>

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, le risque lié à l'exécution des projets d'envergure, les risques liés à la sécurité au travail, à la sécurité des processus, à la durabilité et à la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et il veille à la conception et à la mise en application des systèmes, des programmes et des politiques de SSDE par des rapports réguliers de la direction. Nous avons recours à un système de gestion intégré qui définit un cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, programmes et procédures en la matière.

Notre système de gestion, le SGOT, est fondé sur les normes internationales, notamment la norme de l'Organisation internationale de normalisation ISO 14001, Systèmes de management environnemental, et les normes en matière de santé et sécurité établies dans le document Occupational Health and Safety Assessment Series. Des audits périodiques du SGOT, qui s'appliquent à nos actifs canadiens, sont menés par la REC et les conclusions de ces audits sont partagées et appliquées à l'ensemble de nos réseaux, le cas échéant. Le SGOT est également conforme aux normes applicables de l'industrie et respecte les exigences réglementaires applicables. Il englobe le cycle de vie nos actifs et suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation et fixation des objectifs et des cibles, tout en visant l'absence d'incidents, ainsi que la définition des rôles et des responsabilités;
- la mise en application – conception et mise en application des programmes, procédures et normes de gestion du risque opérationnel;
- la production de rapports – production de rapports d'incidents et enquêtes connexes, activités de contrôle, y compris des audits internes et externes, et suivi de la performance;
- l'action – gestion et évaluation des cas de non-conformité et de non-adhésion et des possibilités d'amélioration par la direction.

Le comité SSDE examine la performance et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des mises à jour et des rapports sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSDE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- les incidents majeurs touchant la sécurité au travail et la sécurité des processus;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité au travail et à la sécurité des processus;
- notre programme de santé et d'hygiène du travail, qui englobe la santé physique et mentale;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les programmes environnementaux;
- la biodiversité et la remise en état des terres;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe, notamment en ce qui concerne l'environnement;
- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les changements climatiques ou les risques d'interruption des activités, comme les pandémies, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TC Énergie;
- les questions touchant la durabilité, notamment les risques et les occasions d'ordre social et environnemental et ceux qui concernent les changements climatiques ainsi que la communication volontaire d'information au public, par exemple notre rapport sur la durabilité, notre plan d'action en matière de réconciliation, notre fiche technique sur les facteurs ESG et notre plan de réduction des émissions de GES.

Accent sur les facteurs ESG et la durabilité

En 2022, nous avons intégré les objectifs ESG dans notre tableau de bord et attribué une pondération de 50 % de la performance globale de la société aux progrès relatifs à nos priorités en matière d'ESG et à l'avancement de nos principales priorités stratégiques, notamment la croissance et la transition énergétique. Les principaux aspects de la performance dont nous faisons le suivi pour mesurer nos réalisations par rapport à ces objectifs sont notamment la sécurité des personnes, le maintien d'activités sûres et fiables et l'intégrité des actifs, et ce, tout en réduisant au minimum les effets environnementaux et en mettant au point des solutions en vue d'un avenir plus sobre en carbone. Notre approche en matière de durabilité est dictée par nos 10 engagements en phase avec les Objectifs de développement durable des Nations Unies, qui comprennent 30 cibles concrètes pour mesurer et favoriser la performance en ce qui concerne, notamment, la réduction des émissions, la biodiversité et la sécurité. Nous sommes résolus à présenter des informations équilibrées et transparentes au sujet de nos progrès à l'égard de ces cibles, chaque année, dans notre Rapport sur la durabilité et notre fiche technique sur les facteurs ESG. Nos cibles en matière de protection de l'environnement, de sécurité et de durabilité comprennent notamment ce qui suit :

- aucun incident majeur touchant la sécurité des processus;
- nombre total de cas devant être déclarés ne dépassant pas un ratio de 0,50 pour les employés et les entrepreneurs pris collectivement;
- réduction de l'intensité des émissions de GES provenant de nos activités de 30 % d'ici 2030;
- en position pour atteindre des émissions nettes nulles provenant de nos activités d'ici 2050;
- rétablissement ou compensation de la totalité des perturbations des milieux sensibles découlant de la construction et de l'exploitation de nos actifs en Amérique du Nord;
- investissement de 1,2 million de dollars par année dans des initiatives communautaires visant à restaurer la biodiversité et à réduire les effets des changements climatiques.

Nous démontrons aussi notre engagement envers les facteurs ESG et la durabilité en participant à des forums internationaux. En mai 2022, la société est devenue une participante approuvée au Pacte mondial des Nations Unies (le « Pacte »). Le Pacte est une invitation aux sociétés voulant qu'elles alignent leurs stratégies et leurs activités sur les principes universels et qu'elles prennent des mesures qui font progresser les objectifs sociaux. Notre participation renforce notre engagement à l'égard des objectifs mondiaux de durabilité des Nations Unies, et en tant que société participante, nous soumettrons chaque année nos réponses à un questionnaire portant sur la communication des progrès et une déclaration annuelle exprimant notre appui au Pacte. En juillet 2022, nous avons accepté de nous joindre au forum du Groupe de travail sur les informations financières liées à la nature (Task Force on Nature-based Financial Disclosures, « TNFD »). Le TNFD a pour mission d'élaborer un cadre de gestion des risques et de présentation de l'information, dans le but d'orienter les flux financiers mondiaux vers des résultats favorables à la nature. Notre participation au forum du TNFD témoigne de notre accord avec la mission du TNFD et nous donne accès aux informations sur le développement du TNFD ainsi que l'occasion de formuler nos commentaires sur le cadre de référence. Notre collaboration avec le TNFD va de pair avec le fait que nous présentons déjà des informations selon les critères du TCFD.

Santé, sécurité et intégrité des actifs

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos pipelines et notre infrastructure liée à l'énergie et aux solutions énergétiques demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences, réglementaires et internes, imposées.

En 2022, nous prévoyons engager 1,5 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars en 2021) pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations annuelles du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des gazoducs réglementés par la REC sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, les variations de ces dépenses sont habituellement sans incidence sur notre résultat. De même, aux termes des contrats visant le réseau d'oléoducs Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien et peuvent habituellement être recouvrées à même les tarifs approuvés par la FERC.

Les dépenses liées à la sécurité et aux différents programmes d'intégrité des actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques que nous exploitons nous permettent de réduire les risques pour les employés, les entrepreneurs, le public, l'équipement et l'environnement immédiat et aussi d'éviter toute perturbation des services énergétiques offerts à nos clients.

Ainsi qu'il est décrit dans les analyses portant sur les interruptions des activités et les changements climatiques ci-dessus, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des urgences. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés et des entrepreneurs, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement.

Nous sommes déterminés à protéger la santé et la sécurité de toutes les personnes qui participent à nos activités. Notre programme de santé et d'hygiène du travail établit des stratégies exhaustives de promotion et de protection de la santé. Nous avons à cœur la mise en œuvre de programmes efficaces qui :

- réduisent les conséquences humaines et financières des maladies et des blessures;
- garantissent l'aptitude au travail;
- accroissent la résilience des travailleurs;
- développent la capacité organisationnelle en mettant l'accent sur le bien-être individuel, l'éducation sanitaire et l'amélioration des conditions de travail pour soutenir une main-d'œuvre productive;
- accroissent la sensibilisation au bien-être psychologique, offrent différentes formes de soutien et des formations en matière de santé mentale aux employés et aux dirigeants, mesurent le succès des programmes et améliorent la santé et la sécurité.

Risques, respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Le SGOT établit des exigences concernant la protection, dans le cadre de nos activités courantes, des employés, des entrepreneurs, de notre milieu de travail et de nos actifs, ainsi que des collectivités où nous travaillons et de l'environnement. Il se conforme aux normes consensuelles extérieures de l'industrie et aux programmes volontaires, en plus de respecter les exigences législatives applicables. Aux termes du SGOT, des programmes imposés définissent des obligations de gérer certains risques propres à TC Énergie, notamment le programme environnemental, un ensemble documenté de processus et procédures qui définit nos obligations aux fins de la gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs. Le programme définit les exigences de formation en matière d'environnement pour les postes applicables au sein de l'organisation, afin d'accroître la sensibilisation aux engagements et aux exigences en matière de protection de l'environnement et il établit des objectifs de performance environnementale qui sont régulièrement passés en revue.

Dans le cadre de notre programme environnemental, nous menons des évaluations environnementales de nos projets, notamment des études sur le terrain qui portent sur les ressources naturelles existantes, la biodiversité et l'utilisation des terres le long de l'empreinte du projet proposé, par exemple la végétation, les sols, la faune, les ressources hydrauliques, les milieux humides et les aires protégées. Nous prenons en compte les informations recueillies lors des évaluations environnementales, et lorsque des habitats sensibles ou des zones de grande valeur en termes de biodiversité sont relevés, nous appliquons les principes de la hiérarchie de protection de la biodiversité et évitons ces zones, dans la mesure du possible. Lorsque ces zones ne peuvent être évitées, nous réduisons au minimum les perturbations, nous restaurons et remettons en état la zone perturbée et nous fournissons des compensations si nécessaire. Dans le but d'assurer la conservation et la protection de l'environnement durant la construction, les renseignements obtenus aux fins des évaluations environnementales servent à élaborer des plans de protection de l'environnement propres à chaque projet. Chaque fois qu'il existe un potentiel d'interaction entre une installation ou un pipeline proposé et les ressources en eau, nous effectuons des évaluations afin de comprendre la nature et l'étendue de ces interactions. Lorsque nous utilisons temporairement de l'eau pour tester l'intégrité de nos pipelines, nous respectons des exigences réglementaires strictes et veillons à ce que l'eau respecte les normes de qualité applicables avant d'être rejetée ou éliminée, et lorsque nos activités de construction impliquent la traversée de plans d'eau, nous mettons en œuvre des mesures de protection pour éviter ou réduire au minimum les effets négatifs potentiels. Les plans de projet sont communiqués aux parties prenantes et aux communautés autochtones, le cas échéant, et la participation de ces groupes nourrit les évaluations environnementales et les plans de protection. En outre, le programme environnemental, qui s'applique à l'ensemble de nos activités, prévoit des pratiques et des procédures de gestion des éventuels effets néfastes sur l'environnement touchant ces ressources tout au long du cycle de vie de nos installations.

Les principales causes des risques environnementaux auxquels nous sommes exposés sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et des exigences, ainsi que la hausse des coûts associés aux effets sur l'environnement;
- le rejet de produits, notamment de pétrole brut, de diluant ou de gaz naturel, pouvant causer des dommages à l'environnement (sol, eau et air);
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, susceptibles de nuire à nos activités.

Nos actifs sont assujettis à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des espèces menacées, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Dans le cadre de l'exploitation de nos actifs, nous devons obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et nous plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Grâce à la mise en application de notre programme environnemental, nous assurons une surveillance continue de nos installations pour assurer le respect de toutes les exigences importantes en matière d'environnement prévues par les lois et règlements de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous respectons aussi toutes les exigences importantes en matière d'obtention de permis prévues par les lois et règlements dans le cadre de la définition du tracé et de l'élaboration de nos projets. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part. Lorsque les risques sont incertains ou susceptibles d'entraver notre capacité d'exercer efficacement nos activités, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est très ardu d'évaluer avec exactitude le moment et l'ampleur de nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement ainsi que de leurs interprétations et de leur application;
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2022, les charges à payer relativement à ces obligations, compte non tenu des charges à payer liées à l'incident à la borne kilométrique 14, totalisaient 20 millions de dollars (30 millions de dollars en 2021), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions sur l'incident à la borne kilométrique 14. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Changements climatiques et réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2022, nous avons comptabilisé des charges de 118 millions de dollars (59 millions de dollars en 2021) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives et politiques ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification, de même que les politiques mises en œuvre, et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui permettent la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique et, au mois d'octobre 2021, nous avons publié un plan de réduction des émissions de GES qui prévoit des cibles de réduction des GES favorisant l'atteinte des objectifs mondiaux relatifs au climat. Nos actifs situés sur certains territoires sont actuellement soumis à des règles sur les émissions de GES, et nous prévoyons que le nombre de nos actifs visés par de telles règles continuera d'augmenter au fil du temps pour l'ensemble de notre réseau. L'évolution de la réglementation pourrait se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation ou d'autres charges, ou encore par des dépenses en immobilisations plus élevées pour assurer le respect de nouveaux règlements ou de règlements en voie de modification. Nous surveillons le rythme et l'ampleur de la transition énergétique au moyen de divers indicateurs et nous sommes à l'affût de changements importants qui constituent des menaces ou créent des opportunités. Nous évaluons les scénarios liés au climat pour mieux cerner les enjeux à l'égard de notre empreinte, des possibilités de croissance et de l'optimisation de notre portefeuille; cela joue un rôle essentiel dans notre compréhension de la gestion de plusieurs de nos principaux risques d'entreprise. Les rubriques suivantes qui portent sur les politiques territoriales existantes et les politiques prévues décrivent certaines des politiques existantes et prévues les plus pertinentes pour nos activités.

Politiques des autorités compétentes en vigueur

Canada

- *Gouvernement fédéral* : Le règlement d'ECCC sur la réduction des émissions de méthane qui définit des obligations de réduction des émissions de méthane au moyen de modifications touchant l'exploitation et l'équipement est entré en vigueur en janvier 2020. Ce règlement vise une réduction des émissions du secteur du pétrole et du gaz jusqu'à un niveau de 40 % à 45 % inférieur aux émissions de 2012 d'ici 2025. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont élaboré leurs propres règlements sur les émissions de méthane et ceux-ci remplacent la réglementation fédérale pour les actifs assujettis à la réglementation provinciale. Le règlement fédéral sur la réduction des émissions de méthane s'applique aux installations assujetties à la réglementation fédérale dans ces provinces. La conformité au règlement nécessitera une fréquence accrue des levés aux fins de la détection et du colmatage des fuites, des travaux visant à réparer des composants d'équipement identifiés comme présentant des fuites selon les délais prescrits, et des mesures effectuées pour quantifier les réductions des émissions. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement pour le moment.
- *Gouvernement fédéral* : Le règlement sur le STFR fédéral impose une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établit des niveaux de référence fédéraux pour les émissions de GES de différents secteurs d'activité. Ce règlement fédéral est en vigueur pour 2022 dans les provinces du Manitoba, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick, car celles-ci n'avaient pas mis en place de plans provinciaux de tarification du carbone qui respectent les critères d'équivalence du gouvernement du Canada. En raison du programme fédéral, nos actifs partout au Canada sont assujettis à une tarification du carbone et les coûts associés à ces programmes sont recouverts par l'entremise des tarifs. Le prix du carbone doit augmenter de 15 \$ la tonne chaque année après 2022 pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030.
- *Gouvernement fédéral* : De nouvelles exigences visant les demandes relatives aux projets assujettis à la réglementation fédérale sous l'égide de l'Agence d'évaluation d'impact ont été établies sous la forme de l'évaluation stratégique des changements climatiques, selon laquelle les promoteurs d'un projet doivent fournir un plan crédible décrivant la manière dont le projet atteindra des émissions nettes nulles d'ici 2050. La REC a publié une version révisée de son Guide de dépôt qui intègre l'évaluation stratégique des changements climatiques, notamment l'exigence que les projets réglementés par la REC ayant une durée de vie allant au-delà de 2050 présentent aussi un plan crédible pour atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050. Nous élaborons et présentons nos réponses à cette exigence au cas par cas dans le cadre de nos demandes relatives aux projets.

- *Colombie-Britannique* : La Colombie-Britannique a instauré une taxe sur les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Nous sommes assujettis à cette taxe, mais nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits. La Colombie-Britannique a aussi établi un programme appelé The CleanBC Program qui offre des paiements incitatifs ou des rabais sur les taxes pour les activités industrielles qui atteignent un niveau prédéterminé d'intensité des émissions. Dans le cadre de ce programme, une partie de la taxe sur le carbone payée par l'industrie est affectée au financement d'incitatifs pour rendre les activités d'exploitation moins polluantes au moyen d'analyses comparatives de la performance ou du financement de projets de réduction des émissions.
- *Alberta* : En Alberta, le règlement intitulé Technology Innovation and Emissions Reduction (« TIER ») est entré en vigueur en janvier 2020. Aux termes du règlement TIER, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Tous nos gazoducs ainsi que nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques en Alberta y sont assujettis au cadre réglementaire du système TIER. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs canadiens réglementés à même les droits. Une partie des coûts de conformité de nos actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.
- *Québec* : Le Québec a élaboré un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (la « WCI »). Au Québec, notre centrale de cogénération de Bécancour est assujettie à ce programme, tout comme les installations gazières du réseau principal au Canada et de TQM. Le gouvernement provincial attribue des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences ont été satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions est récupéré par des contrats commerciaux. Pour les actifs gaziers du réseau principal au Canada et de TQM au Québec, des instruments de conformité ont été achetés, ou le seront, afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI, et ces coûts liés à la conformité sont recouverts à même les droits.
- *Ontario* : Le gouvernement de l'Ontario et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral a été remplacé en Ontario, le 1^{er} janvier 2022, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario. Le STFR fédéral et les normes de rendement à l'égard des émissions de l'Ontario s'appliquent aux activités du réseau principal au Canada en Ontario, et les coûts liés à ces programmes seront recouverts à même les droits. Le programme des normes de rendement à l'égard des émissions n'a pas eu d'incidence majeure sur le rendement financier de nos gazoducs en Ontario.
- *Saskatchewan* : En septembre 2022, le gouvernement de la Saskatchewan et le gouvernement fédéral ont conclu une entente selon laquelle le STFR fédéral sera remplacé en Saskatchewan, le 1^{er} janvier 2023, par le programme des normes de rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan pour les actifs du secteur du transport par pipeline. Les installations visées par le programme doivent toujours respecter les exigences du STFR fédéral pour la période de conformité de 2022. Le STFR fédéral et les normes de rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan s'appliquent aux activités du réseau principal au Canada et du réseau de Foothills en Saskatchewan, et les coûts liés à ces programmes seront recouverts à même les droits. À l'heure actuelle nous prévoyons que le passage au programme des normes de rendement à l'égard des émissions de la Saskatchewan n'aura pas d'incidence majeure sur le rendement financier de nos installations du secteur des gazoducs.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Une résolution conjointe du Congrès désapprouvant la modification réglementaire de 2020 a été adoptée en juin 2021. Cette résolution conjointe a rétabli l'application des normes New Source Performance Standards de 2016 aux secteurs du transport et du stockage. Les conséquences du rétablissement de ces normes ont été minimales pour la société, puisque nous avons déjà pris la décision de continuer de nous y conformer même si, aux termes des modifications réglementaires de 2020, le secteur du transport et du stockage avait été retiré de la catégorie des sources visées.
- *Californie* : Les installations de Tuscarora sont assujetties au programme de détection et de colmatage des fuites du California Air Resources Board, qui oblige les propriétaires et les exploitants d'installations pétrolières et gazières à surveiller et à colmater les fuites de méthane. En janvier 2020, les seuils de fuite nécessitant le colmatage aux termes de ce programme ont été abaissés. La Californie s'est aussi dotée d'un programme de plafonnement et d'échange des GES associé à celui du Québec par l'intermédiaire de la WCI. Toutes les installations de Tuscarora tombent sous le seuil de participation obligatoire au programme de plafonnement et d'échange des GES.
- *Pennsylvanie* : Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie s'est doté d'un programme de détection et de colmatage des fuites pour les nouvelles installations, selon lequel les fuites devront être colmatées dans les 15 jours suivant leur découverte.

- *Pennsylvanie* : En août 2022, le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie (le « PDEP ») a finalisé les exigences et les limites relatives aux technologies de contrôle raisonnablement disponibles (Reasonable Available Control Technologies - « RACT ») pour les grandes sources stationnaires d'oxydes d'azote (« NO_x ») et de composés organiques volatils (« COV ») partout dans l'État. Quatre installations de TC Énergie sont touchées par cette règle. Si les évaluations au cas par cas qui seront soumises au PDEP d'ici le 31 décembre 2022 révèlent que des contrôles sont nécessaires aux fins du respect des limites d'émissions mises à jour, ces installations pourraient avoir jusqu'en décembre 2025 pour installer ces contrôles.
- *Ohio* : En mars 2022, le département la protection de l'environnement de l'Ohio (l'« OEPA ») a finalisé les exigences et les limites relatives aux RACT pour les émissions de NO_x provenant de sources stationnaires dans la zone de non-conformité de Cleveland. Quatre installations de TC Énergie sont touchées par cette règle, mais une seule pourrait nécessiter des modifications afin de respecter les limites d'émissions mises à jour. Si l'évaluation d'une installation en particulier, devant être soumise à l'OEPA d'ici mars 2023, révèle que des contrôles supplémentaires sont nécessaires, cette installation pourrait avoir jusqu'en mars 2026 pour installer ces contrôles.
- *Oregon* : Le gouverneur de l'Oregon a promulgué un décret qui vise à réduire et à réglementer les GES en établissant des cibles de réduction annuelles, en élaborant un nouveau programme de plafonnement et de réduction des émissions de carbone et en resserrant les normes sur les combustibles propres le 1^{er} janvier 2022. Le Department of Environmental Quality de l'État a recommandé une version définitive du règlement à la Commission sur la qualité de l'environnement (l'« EQC ») et l'EQC a approuvé le programme, duquel sont toujours dispensées nos installations et leurs émissions.
- *Maryland* : En novembre 2020, le département de l'environnement du Maryland (« MDE ») a finalisé un programme de réglementation des émissions de méthane visant les installations gazières, nouvelles et existantes, qui comprend un programme de détection et de colmatage des fuites, des exigences de contrôle des émissions et d'information, ainsi qu'une obligation d'informer non seulement le MDE, mais aussi le public, de tout incident dépassant un seuil déterminé. Nous avons un poste de compression alimenté à l'électricité et les tronçons de pipelines qui s'y rattachent qui sont touchés par ce règlement.
- *Washington* : Le Code des bâtiments commerciaux de l'État de Washington a adopté une interdiction visant à limiter l'utilisation de fournaies et de chauffe-eau alimentés au gaz naturel dans tous les nouveaux immeubles commerciaux et résidentiels comptant quatre étages ou plus à compter de juillet 2023.

Mexique

- La loi sur les changements climatiques généraux (General Climate Change Law ou « LGCC ») crée divers instruments de politique publique, dont le registre national des émissions et les règlements y afférents, qui permettent la compilation des renseignements sur les émissions de composés et de GES des différents secteurs productifs du pays. Selon la définition qu'en donne la LGCC, l'inventaire national des émissions est le document qui contient l'estimation des émissions anthropogéniques par les sources et de l'absorption par les puits au Mexique. En vertu de cette loi, nous devons déclarer nos émissions chaque année.
- Le gouvernement du Mexique a publié un règlement qui établit des lignes directrices concernant la prévention et le contrôle des émissions de méthane du secteur des hydrocarbures. Les entreprises doivent établir un programme exhaustif de prévention et de contrôle des émissions de méthane (Program for the Comprehensive Prevention and Control of Methane Emissions ou « PPCIEM ») qui consiste notamment à répertorier les sources de méthane, à quantifier les émissions de référence et à estimer les réductions attendues des activités de prévention et de contrôle des émissions. Aux termes de ce règlement, le PPCIEM, dans le cadre duquel les pratiques opérationnelles et technologiques sont adoptées, doit fixer un objectif de réduction devant être atteint dans un délai d'au plus six années civiles à compter de la mise en place du PPCIEM. TC Énergie a élaboré et appliqué le PPCIEM à toutes ses installations au Mexique en 2020.
- Le secrétariat de l'environnement et des ressources naturelles a publié une entente visant l'établissement graduel d'un système de commerce des émissions au Mexique et la conformité avec la LGCC. Il prend la forme d'un projet-pilote sur trois ans, de 2020 à 2022, qui permet au secrétariat de mettre à l'essai la conception et les règles du système ainsi que d'évaluer son fonctionnement, puis de proposer des ajustements en vue de la phase opérationnelle après 2022.

Politiques à venir

Canada

- *Gouvernement fédéral* : Le gouvernement du Canada élabore actuellement la Norme sur les combustibles propres (la « norme ») qui vise des réductions des émissions de GES et, en décembre 2020, le gouvernement fédéral du Canada a dévoilé son plan visant à remplacer la précédente cible d'une réduction des émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 par une nouvelle cible plus ambitieuse de 32 à 40 % sous les niveaux de 2005, dans le but ultime d'atteindre des émissions nettes nulles d'ici 2050. Dans le cadre de ce plan, le gouvernement fédéral du Canada a réduit le champ d'application de la norme pour n'inclure que les combustibles liquides, ce qui n'aura pas d'incidence directe sur TC Énergie. Le plan prévoyait aussi une augmentation des prix du carbone et la publication d'une stratégie complémentaire sur l'hydrogène. Il est prévu que les prix du carbone augmenteront de 15 \$ la tonne chaque année après 2022 pour atteindre 170 \$ la tonne en 2030. Même si le champ d'application de la norme est restreint aux combustibles liquides, il y aura des occasions de générer des crédits pour le secteur des combustibles gazeux qui serviront d'incitatifs à prendre les moyens de réduire les émissions. Nous continuerons d'être actifs auprès des décideurs canadiens, en plus de surveiller et d'évaluer l'étendue des répercussions à mesure que les informations seront rendues disponibles.
- *Gouvernement fédéral* : ECCC s'est engagé à étoffer la réglementation actuelle portant sur la réduction des émissions de méthane et à élaborer un plan visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'au moins 75 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2030. Nous continuerons d'évaluer les conséquences possibles des modifications réglementaires et des politiques, le cas échéant, découlant de cette annonce à mesure que les informations seront rendues disponibles.
- *Gouvernement fédéral* : En juillet 2022, ECCC a rendu public un document de travail portant sur les options pour plafonner et réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier afin d'atteindre les objectifs fixés pour 2030 et des émissions nettes nulles en 2050. Le document de travail proposait d'exclure les gazoducs du plafond proposé, mais ECCC et les provinces doivent s'entendre sur la portée et les détails. Nous avons formulé des commentaires et appuyé l'exclusion des émissions liées aux gazoducs de ce plafond. Nous continuerons de suivre le dossier et de transmettre des commentaires à ECCC en 2023.

États-Unis

- *Gouvernement fédéral* : Le Sénat des États-Unis a adopté la loi de réautorisation de la PHMSA, la loi PIPES. Celle-ci comprend des règles sur le méthane qui, par exemple, obligent les propriétaires et les exploitants de pipelines à mettre en place des programmes de détection et de colmatage des fuites, à déployer des technologies avancées de détection des fuites et à intégrer des levés de détection et de colmatage des fuites dans leurs plans d'inspection et d'entretien. Si la Chambre des représentants appuie aussi l'inclusion de ces dispositions sur le méthane, la PHMSA deviendra, à l'instar de l'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'« USEPA »), une autorité fédérale de réglementation des émissions de GES, indiquant la volonté du pays de combattre les changements climatiques. L'incidence prévue sur nos actifs est toujours en cours d'évaluation.
- *Gouvernement fédéral* : Le 11 novembre 2022, l'USEPA a rendu publique une proposition complémentaire ayant pour but d'élargir et de renforcer la proposition, présentée en novembre 2021, visant la réduction des émissions de méthane et de COV provenant du secteur pétrolier et gazier. La période de commentaires du public sur cette proposition se termine le 13 février 2023. La proposition complémentaire aura une incidence sur tous les nouveaux projets (nouveaux, modifiés ou reconstruits à compter du 15 novembre 2021) et elle touchera aussi les installations existantes lorsqu'elle entrera en vigueur. La version définitive de la proposition complémentaire est attendue en 2023.
- *Gouvernement fédéral* : Le 21 juin 2022, l'USEPA a proposé des mises à jour au programme de rapport sur les GES qui entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2023 et seraient prises en compte dans les rapports sur les GES devant être présentés à l'USEPA d'ici le 1^{er} avril 2024. TC Énergie fait rapport à l'USEPA conformément à la règle sur les rapports sur les GES (40 CFR 98). La proposition comprend la présentation d'informations sur les sources d'émission supplémentaires (comme le méthane d'échappement des moteurs alternatifs et la ventilation des compresseurs centrifuges à scellage sec), des révisions des facteurs d'émission actuels pour les fuites fugitives du matériel et des appareils pneumatiques, et des options permettant d'utiliser des mesures propres aux installations au lieu des facteurs d'émission pour certaines sources d'émissions.

- **Gouvernement fédéral** : La loi intitulée Inflation Reduction Act (« IRA ») a été adoptée et promulguée le 16 août 2022. La loi IRA ordonne à l'USEPA de mettre en œuvre un programme de tarification du méthane brûlé d'ici 2024 en se fondant sur les émissions de GES rapportées à l'USEPA par application de la sous-section W de la règle 40 CFR 98. TC Énergie fait rapport en vertu de la sous-section W en ce qui concerne les segments de la compression pour le transport du gaz naturel, du stockage souterrain de gaz naturel et des gazoducs terrestres. Pour ces segments de marché, la loi IRA impose et prélève des frais sur les émissions de méthane qui dépassent 0,11 % du gaz naturel expédié pour la vente à partir de l'installation. Les frais proposés s'élèvent à 900 \$ la tonne pour 2024, à 1 200 \$ la tonne pour 2025 et à 1 500 \$ la tonne pour les rapports de 2026 et par la suite. Selon une évaluation initiale, aucuns frais n'auraient été imposés à TC Énergie d'après les émissions de 2021. La loi IRA ordonne aussi à l'USEPA de réviser la sous-section W d'ici le mois d'août 2024 pour s'assurer que les rapports sur les GES sont fondés sur des données empiriques.
- **Washington** : Le 29 septembre 2022, le département de l'écologie de l'État de Washington (« WDE ») a adopté la règle intitulée Chapter 173-446 WAC, Climate Commitment Act Program (AO# 21-06). Les principales exigences proposées concernent les installations visées par le programme de rapports sur les GES. Le WDE participera à l'échange de droits d'émission dans le cadre du programme WCI établi en 2011. Le seuil d'applicabilité est plus élevé pour le programme d'échange (25 000 tonnes par année) que pour le programme de rapports (10 000 tonnes par année). Le WDE a officiellement informé les installations concernées en novembre 2022 qu'elles sont assujetties à la règle. Ces entités doivent donc fournir au WDE des informations générales sur la société et désigner des représentants de compte en décembre 2022. Le WDE tiendra quatre enchères par année, dont la première aura lieu au premier trimestre de 2023. Le programme vise l'atteinte des jalons suivants de la loi intitulée Climate Commitment Act : réduction de 40 % d'ici 2030 et émissions nettes nulles d'ici 2050.
- **Californie** : Nos actifs pourraient être touchés par le décret du gouverneur de la Californie, promulgué en septembre 2020, qui exige que la totalité des nouvelles voitures et des nouveaux camions légers vendus en Californie ne produisent pas d'émissions d'ici 2035 et les camions lourds et moyens, d'ici 2045, puisqu'un nombre significatif de véhicules en Californie fonctionnent actuellement au gaz naturel. L'importance des conséquences sur nos actifs est toujours en cours d'évaluation.
- **Californie** : Le California Air Resource Board prévoit apporter d'éventuelles modifications à la règle intitulée California Oil and Gas Methane Regulation, notamment des obligations de suivi des plans et de réparation des fuites détectées par satellite et des modifications qui s'harmoniseraient avec les lignes directrices proposées par l'USEPA pour les émissions provenant de sources existantes.
- **Michigan** : Le Department of Environment, Great Lakes, and Energy du Michigan évalue actuellement de possibles stratégies de contrôle de l'ozone pour la zone de non-conformité du sud-est de l'État ainsi que l'interaction entre le méthane et l'ozone, ce qui pourrait mener à l'élaboration de lois et de règlements ayant une incidence sur TC Énergie par le truchement des installations d'ANR et de Great Lakes touchées au Michigan.
- **New York** : Le 2 février 2022, le département de la conservation de l'environnement de New York (le « DCE NY ») a adopté la règle intitulée 6 NYCRR Part 203, "Oil and Natural Gas Sector", qui est entrée en vigueur le 3 mars 2022. La règle Part 203 réglemente les émissions de COV et de méthane du secteur pétrolier et gazier. La conformité à cette règle prend effet le 1^{er} janvier 2023. Les exigences de conformité comprennent la détection des fuites et la réparation de l'ensemble des puits de stockage, des postes de compression ainsi que des compteurs et des détendeurs, les avis de purge, les rapports sur les activités de raclage et un inventaire de référence de tous les actifs dans l'État de New York.

Modifications apportées aux règlements sur la restauration de l'environnement – États-Unis

- **Gouvernement fédéral** : L'USEPA a présenté en 2021 un projet de règlement intitulé *Alternate Polychlorinated Biphenyl (PCB) Extraction Methods and Amendments to PCB Cleanup and Disposal Regulations*. Ce règlement traite d'une multitude de questions qui concernent les méthodes d'analyse en laboratoire, les options d'élimination fondées sur le rendement pour ce qui est des déchets résultant de l'assainissement des PCB et des situations d'urgence, entre autres. Nous étudions actuellement le projet de règlement pour déterminer quelle sera son incidence, le cas échéant, sur nos activités de gestion des PCB et pour le moment, nous estimons qu'il n'aura pas d'incidence importante sur nos activités, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés à différents risques financiers, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par la société et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par notre conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques, d'audit interne et des secteurs d'activité de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect des politiques et procédures de gestion des risques et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés 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 notre résultat, sur nos flux de trésorerie et sur la valeur de nos actifs et passifs financiers. Nous évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché peuvent inclure les suivants :

- 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 précis 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 une période précise.

Risque lié au prix des produits de base

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

- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel, nous concluons des contrats de transport et de stockage de gaz naturel de même que des contrats d'achat et de vente de gaz naturel. Afin de gérer notre exposition au risque découlant de ces contrats, nous avons recours à des instruments financiers et à des activités de couverture pour contrer la volatilité des prix du marché;
- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation des liquides, nous concluons 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 auxquels ces contrats nous exposent et qui découlent des transactions portant sur les liquides;
- pour ce qui est de nos entreprises de production d'électricité, nous gérons l'exposition aux fluctuations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée 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 visant ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d'étoffer notre portefeuille d'actifs ou de renouveler nos contrats avec les expéditeurs et les clients lorsqu'ils arrivent à échéance.

Les changements climatiques pourraient aussi avoir des conséquences financières touchant les prix et les volumes des produits de base. Nous gérons notre exposition au risque lié aux changements climatiques et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de notre modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faible risque selon laquelle la majeure partie du bénéfice de la société est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme. Par ailleurs, notre processus de planification à long terme prévoit aussi l'établissement de scénarios fondés sur différentes perspectives au chapitre de la demande et la surveillance des principaux signaux.

Risque de taux d'intérêt

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur notre dette à court terme, y compris nos programmes de papier commercial et les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à des dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque. Dans le cas des relations de couverture admissibles touchées par le retrait de certains taux d'intérêt de référence, la société a appliqué une mesure de simplification facultative permise selon les PCGR des États-Unis qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser. Par conséquent, nous prévoyons qu'il n'y aura pas d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Risque de change

Puisque la totalité ou la majeure partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, les variations de la monnaie américaine comparativement à la monnaie canadienne peuvent influencer sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar US. En conséquence, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre bénéfice net. En outre, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et des passifs monétaires libellés en dollars US peuvent donner lieu à des impôts libellés en pesos pour ces entités, entraînant des fluctuations du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts.

Nous gérons activement le risque de change à l'aide de dérivés de change. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers de 2022 – Incidence du change » pour plus de précisions à ce sujet.

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

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

Il arrive parfois que nos contreparties éprouvent des difficultés financières attribuables aux prix et à la volatilité du marché des produits de base, à l'instabilité économique ou encore à des changements politiques ou réglementaires. En plus de la surveillance active de ces situations, plusieurs facteurs viennent atténuer notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties, notamment les suivants :

- les droits et les recours contractuels, de même que le recours à des assurances financières fondées sur les contrats;
- les cadres réglementaires actuels qui régissent certaines de nos activités;
- la position concurrentielle de nos actifs et la demande visant nos services;
- le recouvrement potentiel des sommes impayées dans le cadre de faillites et de procédures semblables.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2022 et 2021, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues avant impôts de 163 millions de dollars au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats en 2022, comme l'exigent les PCGR des États-Unis. Hormis la provision pour pertes sur créances attendues susmentionnée, nous n'avons aucune perte sur créances significative aux 31 décembre 2022 et 2021. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information sur les provisions pour pertes sur créances attendues.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers qui offrent des facilités de dépôt au comptant, qui fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et qui favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Risque d'illiquidité

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

Actions en justice

Les actions en justice, les procédures d'arbitrage et les poursuites font partie intégrante des activités. Bien qu'il nous soit impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime qu'aucune action en justice en cours ou éventuelle n'aura de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

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

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2022 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2022, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2022 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée à nos états financiers consolidés de 2022.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2022 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Aucune modification n'a été apportée qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser nos états financiers consolidés, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons 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. Se reporter à la note 2 « Conventions comptables » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Ententes modifiées de juillet 2022 concernant Coastal GasLink LP

Le 28 juillet 2022, des ententes modifiées ont été conclues entre Coastal GasLink LP, LNG Canada et 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, de même que l'exigence que TC Énergie effectue un apport de capitaux propres contractuel à Coastal GasLink LP d'un montant de 1,9 milliard de dollars, ce qui ne venait pas modifier notre participation de 35 %. Il y a lieu de se reporter à la note 32 « Entités à détenteurs de droits variables » dans nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

L'apport de capitaux propres contractuel de 1,9 milliard de dollars a été initialement comptabilisé au poste « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » au bilan consolidé lors de la signature des ententes de juillet 2022 et il est payé en versements sur une période allant d'août 2022 à février 2023. Au 31 décembre 2022, une tranche de 0,5 milliard de dollars de cet apport de capitaux propres était toujours inscrite au poste « Crédeurs et autres » au bilan consolidé.

Aux termes des ententes de juillet 2022, le financement supplémentaire requis par Coastal GasLink LP pour financer la construction du gazoduc au-delà de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Tous les montants en cours aux termes de ce prêt seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs 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. Nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %.

Mise à jour du coût en capital, dépréciation et risque maximal de perte

Au cours du quatrième trimestre de 2022, nous avons annoncé que nous nous attendions à des hausses importantes des coûts des projets et de nos besoins de financement connexes. Le 1^{er} février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. Bien que cette estimation tienne compte d'éventualités à l'égard de certains facteurs pouvant échapper au contrôle de Coastal GasLink LP, notamment les défis liés au marché de l'emploi dans l'Ouest canadien, la pénurie de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence de mauvaises performances des entrepreneurs ainsi que les sécheresses, l'érosion et le contrôle des sédiments, comme dans tout projet de construction d'envergure, le coût en capital ultime fait l'objet de risques et d'incertitudes. Cette hausse des coûts du projet et de nos besoins de financement connexes étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite.

En conséquence, nous avons 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. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP et nous avons comptabilisé une dépréciation de 3 048 millions de dollars avant impôts (2 643 millions de dollars après impôts) au quatrième trimestre de 2022 au poste « Dépréciation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour le secteur des gazoducs au Canada. Au 31 décembre 2022, la valeur comptable avant dépréciation de la participation dans Coastal GasLink LP se composait des montants affectés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (2,8 milliards de dollars) et des prêts à des sociétés liées (250 millions de dollars), dont le solde a été ramené à zéro.

TC Énergie prévoit financer un montant supplémentaire de 3,3 milliards de dollars par suite de l'estimation révisée du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et une partie importante de ces investissements futur devrait subir une dépréciation. La société demeurera à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de cette participation et l'ampleur de toute dépréciation future dépendra de l'issue des évaluations effectuées à la date de clôture visée.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 31 décembre 2022 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans. Les entrées de trésorerie prises en compte dans le modèle ont été estimées selon les modalités convenues ainsi que les dispositions de prorogation contenues dans le contrat de transport intervenu entre Coastal GasLink LP et les participants à la coentreprise LNG Canada.

En ce qui a trait aux sorties de trésorerie prises en compte dans le modèle, la hausse du coût en capital estimé et nos exigences de financement correspondantes sont les facteurs ayant la plus grande incidence sur l'établissement de la juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP. L'analyse des flux de trésorerie prévoit un coût en capital estimatif pour le gazoduc Coastal GasLink de 14,5 milliards de dollars. Toute variation de cette estimation du coût en capital aura une incidence approximative d'un dollar pour chaque dollar sur nos exigences de financement futures, sous réserve du partage définitif des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP, et viendra influencer sur la juste valeur estimative et le recouvrement de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP au cours de périodes futures.

Les autres hypothèses prises en compte dans le modèle des flux de trésorerie actualisés comprennent le taux d'actualisation et les plans de financement du projet à long terme et la date d'achèvement prévue. Les changements à ces autres hypothèses ne devraient raisonnablement pas avoir de conséquences sur la dépréciation inscrite au quatrième trimestre de 2022.

Le risque maximal de perte afférent à notre participation dans Coastal GasLink LP, une entité de détenteurs de droits variables (« EDDV »), au 31 décembre 2022 s'élevait à 3,3 milliards de dollars. Notre risque maximal de perte correspond à la perte maximale qui pourrait être inscrite dans le résultat net de périodes futures en raison de nos droits variables dans une EDDV. Aux termes des ententes de juillet 2022, TC Énergie est tenue contractuellement de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, lesquels sont estimés à 3,3 milliards de dollars, au moyen d'apports de capitaux propres supplémentaires à Coastal GasLink LP (exigences de financement futures), sous réserve de la répartition définitive des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP. L'établissement de notre risque maximal de perte nécessite une estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous pouvons évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs, notamment la conjoncture macroéconomique, l'état du secteur et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs liés au coût, les résultats financiers passés et prévus, ou des événements ayant touché spécifiquement l'unité d'exploitation en cause. Si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de nos unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, nous comparons 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.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation qui constitue une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise aux fins du calcul du gain ou de la perte sur cession. Le montant de l'écart d'acquisition cédé est établi d'après les justes valeurs relatives de l'entreprise qui sera cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée.

Nous déterminons la juste valeur d'une unité d'exploitation en fonction de nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des tarifs de transport, de l'offre et de la demande sur le marché, des occasions de croissance, des niveaux de production, de la concurrence livrée par d'autres sociétés, des coûts d'exploitation, des modifications d'ordre réglementaire, des taux d'actualisation, des multiples cours/bénéfice et d'autres multiples.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, nous avons évalué les facteurs qualitatifs influant sur la juste valeur des unités d'exploitation, à l'exception de l'unité d'exploitation ANR pour laquelle nous avons décidé de procéder directement à un test de dépréciation quantitatif. Des facteurs qualitatifs tels que 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 et les événements propres aux diverses unités d'exploitations ont été pris en compte. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur de toutes les unités d'exploitation soit supérieure à leur valeur comptable, écart d'acquisition compris, et par conséquent l'écart d'acquisition n'avait pas subi de dépréciation.

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

Comme le temps s'est écoulé depuis le test précédent au 31 décembre 2016 et par suite du règlement de principe visant ANR, nous avons effectué un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition annuel d'ANR au 31 décembre 2022.

L'évaluation de la juste valeur estimative utilisée dans notre analyse relative à la dépréciation de l'écart d'acquisition est classée au niveau 3. 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 ANR, nous avons eu recours à un modèle des flux de trésorerie actualisés qui tient compte des prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations ainsi que d'un multiple d'évaluation et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque faisant appel à des estimations et jugements importants. Il a été établi que la juste valeur d'ANR dépassait sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2022.

Évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Great Lakes

Au cours du premier trimestre de 2022, nous avons choisi de saisir une occasion imprévue de prolonger les tarifs avec recours existants de Great Lakes. Cela nous a incités à réévaluer l'incidence du maintien des tarifs avec recours au niveau actuel plutôt qu'à aller de l'avant avec le processus de dossier tarifaire précédemment présumé de Great Lakes en 2022.

Le 18 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. Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes. Les tarifs avec recours étant maintenus au niveau actuel pour les trois prochaines années, les attentes en matière de passation de contrats, de possibilités de croissance et d'autres occasions à court terme sur les plans commerciaux et réglementaires ont subi une incidence négative.

La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses, y compris des prévisions en matière de produits et de dépenses en immobilisations et un multiple d'évaluation, au moyen d'une analyse 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 estimée 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, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant impôts (531 millions de dollars après impôts) au premier trimestre de 2022 au titre du secteur des gazoducs aux 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 et exclue du résultat comparable. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great-Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 31 décembre 2022 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2021). 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.

Nous avons 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. 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.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2022	2021
Autres actifs à court terme	614	169
Autres actifs à long terme	91	48
Créditeurs et autres	(871)	(221)
Autres passifs à long terme	(151)	(47)
	(317)	(51)

Moment prévu du règlement des contrats - instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

au 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	685	608	73	4	—
Passifs	(837)	(742)	(82)	(13)	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	20	6	1	5	8
Passifs	(185)	(129)	(34)	(9)	(13)
	(317)	(257)	(42)	(13)	(5)

Gains et pertes latents et réalisés sur les instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Montant des gains latents (pertes latentes) de l'exercice			
Produits de base	14	9	(23)
Change	(149)	(203)	126
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	759	287	183
Change	(2)	240	(33)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(73)	(44)	6
Taux d'intérêt	(3)	(32)	(16)

1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus au poste « (Perte) gain de change, montant net ».

2 En 2022, aucun gain ni aucune perte n'a été comptabilisé dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte réalisée de 10 millions de dollars en 2021; néant en 2020).

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de 2022 de la société.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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.

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova pour détenir le gazoduc Sur de Texas, dont nous sommes l'exploitant. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui portait intérêt à un taux variable et qui a été remboursée en totalité à son échéance, le 15 mars 2022, à hauteur de 1,2 milliard de dollars.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2022	2021	2020	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	19	87	110	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(19)	(87)	(110)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	(28)	(41)	(86)	Perte (gain) de change, montant net
Gains de change ¹	28	41	86	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur Siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée dont il est question plus haut a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée 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 conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

Coastal GasLink LP

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

Apport de capitaux propres de TC Énergie et convention de prêt subordonné

Dans le cadre des modifications apportées en juillet 2022 aux ententes conclues avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, nous sommes tenus d'effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, payable sous forme de versements mensuels à compter d'août 2022 jusqu'en février 2023, sans modification de notre participation de 35 %. L'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars a été comptabilisé dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation au bilan consolidé au 31 décembre 2022 et les versements restants de 0,5 milliard de dollars ont été comptabilisés dans les créditeurs et autres au bilan consolidé.

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 montant supplémentaire de 3,3 milliards de dollars lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 31 décembre 2022, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,3 milliard de dollars. Le montant total consenti devrait augmenter dans l'avenir afin de soutenir les besoins de financement supplémentaire aux termes de ce prêt. Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs 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. Conformément aux ententes de juillet 2022, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

L'encours de 250 millions de dollars de ce prêt au 31 décembre 2022 a été ramené à néant dans le cadre des charges de dépréciation constatées au quatrième trimestre de 2022.

Facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue qui nous procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offrait une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars, et l'encours de néant au 31 décembre 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021) était pris en compte dans les prêts à des sociétés liées dans les actifs à court terme au bilan consolidé. La charge de dépréciation inscrite au quatrième trimestre de 2022 n'a pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Pour une description de nos principales conventions comptables et un résumé des modifications des conventions et des normes comptables ayant une incidence sur nos activités, il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » et à la note 3 « Modifications comptables » des états financiers consolidés 2022 de la société.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

2022				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	4 041	3 799	3 637	3 500
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	841	889	358
Résultat comparable	1 129	1 068	979	1 103
Données sur les actions				
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base	(1,42) \$	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,11 \$	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$

2021				
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	3 584	3 240	3 182	3 381
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 118	779	975	(1 057)
Résultat comparable	1 028	970	1 038	1 106
Données sur les actions				
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	1,14 \$	0,80 \$	1,00 \$	(1,11) \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,05 \$	0,99 \$	1,06 \$	1,16 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

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

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

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel annuels sont fonction des services de transport sur le marché au comptant faisant ou non l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation des liquides. Les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

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

Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des activités de commercialisation et de négociation de la production d'électricité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

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

Nous excluons des mesures comparables les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. À compter du premier trimestre de 2022, nous excluons des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des fonds investis par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques, et les périodes antérieures sont présentées sur la même base. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Au troisième trimestre de 2022, TGNH et la CFE ont signé des ententes qui regroupent sous un seul contrat de transport plusieurs gazoducs en exploitation et en cours d'aménagement dans le centre et le sud-est du Mexique. Comme ce contrat de transport contient un contrat de location, nous avons comptabilisé les montants y afférents au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé. Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, nous avons comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location. Le montant de cette provision variera d'une période à l'autre selon l'évolution des hypothèses économiques et des informations prospectives. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent pas les pertes ou les sorties de trésorerie inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations latentes des mesures comparables.

Nous avons également exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt libellé en pesos à une société liée ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car ces montants ne reflètent pas de façon juste les gains et les pertes qui seront réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net. Ce prêt libellé en pesos a été remboursé en entier au premier trimestre de 2022.

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

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après les impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP (il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information);
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après les impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après les impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 8 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après les impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

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

- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

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

- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars découlant du règlement de questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2022 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes;
- une charge d'impôts de 193 millions de dollars découlant du règlement de principe des questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2021 sont également exclus :

- une réduction supplémentaire de 60 millions de dollars, après les impôts, de la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 19 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de la participation résiduelle dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 10 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- un gain de 7 millions de dollars, après les impôts, lié aux ajustements des régimes de retraite dans le cadre du PDVR;
- une charge d'impôts supplémentaire de 6 millions de dollars se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en avril 2020.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2021 sont également exclus :

- une charge après les impôts de 55 millions de dollars liée aux paiements de transition engagés dans le cadre du PDVR;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 11 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2021 sont également exclus :

- des coûts de préservation et autres coûts de 16 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle soit résiliée;
- un recouvrement de 13 millions de dollars, après les impôts, de certains coûts auprès de la SIERE se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020;
- une charge de dépréciation d'actifs supplémentaire de 2 millions de dollars après les impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2021 est également exclue :

- une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, de 2,2 milliards de dollars après les impôts découlant de la suspension officielle du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation du permis présidentiel, en janvier 2021.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2022

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021
Gazoducs – Canada	(2 592)	389
Gazoducs – États-Unis	882	818
Gazoducs – Mexique	96	123
Pipelines de liquides	322	373
Énergie et solutions énergétiques	298	191
Siège social	(4)	(6)
Total (des pertes sectorielles) du bénéfice sectoriel	(998)	1 888
Intérêts débiteurs	(722)	(611)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	115	72
(Perte) gain de change, montant net	132	28
Intérêts créditeurs et autres	53	59
(Perte nette) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(1 420)	1 436
Recouvrement (charge) d'impôts	4	(278)
(Perte nette) bénéfice net	(1 416)	1 158
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(8)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(1 425)	1 150
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(32)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	1 118
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base	(1,42) \$	1,14 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2022, (la perte nette) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 2 565 millions de dollars, ou 2,56 \$ par action ordinaire, comparativement à la même période en 2021. Cette forte baisse pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 s'explique surtout par l'effet net des postes particuliers mentionnés ci-dessous. (La perte nette) le bénéfice net par action ordinaire tient aussi compte de l'effet des actions ordinaires émises pour l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021 et de l'émission d'actions ordinaires en 2022.

Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans (la perte nette) le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et retranchés du résultat comparable.

Les résultats du quatrième trimestre de 2022 comprennent :

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après les impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP (il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information);
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après les impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après les impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 8 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après les impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Les résultats du quatrième trimestre de 2021 comprennent :

- une réduction supplémentaire de 60 millions de dollars, après les impôts, de la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL déduction faite des recouvrements contractuels prévus et d'autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel;
- un gain de 19 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et autres au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 10 millions de dollars, après les impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 7 millions de dollars, après les impôts, lié principalement aux ajustements des régimes de retraite comptabilisés dans le cadre du PDVR;
- une charge d'impôts supplémentaire de 6 millions de dollars se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en avril 2020.

(La perte nette) le bénéfice net de toutes les périodes comprenait les gains et pertes latents sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur des fonds investis par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques ainsi que les gains et pertes latents découlant de changements dans des activités de gestion des risques, qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités. Le rapprochement (de la perte nette) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

Rapprochement (de la perte nette) du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(1 447)	1 118
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink LP	2 643	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat	64	—
Décision de la REC relative à Keystone	20	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	8	10
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	5	(60)
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	1	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(9)	(7)
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	6
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(7)
Gain sur la vente du pipeline Northern Courier	—	(19)
Activités de gestion des risques ¹	(156)	(13)
Résultat comparable	1 129	1 028
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(1,42) \$	1,14 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Charge de dépréciation liée à Coastal GasLink LP	2,60	—
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrat	0,06	—
Décision de la REC relative à Keystone	0,02	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,01	0,01
Charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL	—	(0,06)
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(0,01)	(0,01)
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	0,01
Programme de départ volontaire à la retraite	—	(0,01)
Gain sur la vente du pipeline Northern Courier	—	(0,02)
Activités de gestion des risques	(0,15)	(0,01)
Résultat comparable par action ordinaire	1,11 \$	1,05 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2022	2021
Gazoducs – États-Unis	(28)	7
Pipelines de liquides	(38)	(5)
Installations énergétiques au Canada	30	4
Installations énergétiques aux États-Unis	5	—
Stockage de gaz naturel	67	30
Change	172	(20)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(52)	(3)
Total des gains latents découlant des activités de gestion des risques	156	13

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022	2021
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	768	674
Gazoducs – États-Unis	1 141	1 032
Gazoducs – Mexique	211	151
Pipelines de liquides	364	380
Énergie et solutions énergétiques	203	168
Siège social	(4)	(10)
BAIIA comparable	2 683	2 395
Amortissement	(670)	(634)
Intérêts débiteurs	(722)	(611)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	115	72
(Perte) gain de change, montant net inclus dans le résultat comparable	(40)	44
Intérêts créditeurs et autres	53	59
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(259)	(257)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(8)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(32)
Résultat comparable	1 129	1 028
Résultat comparable par action ordinaire	1,11 \$	1,05 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2022 a été supérieur de 288 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs aux États-Unis, principalement attribuable à l'augmentation du résultat de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis par rapport à celui de 2021 en raison du plus grand nombre de transactions et des marges plus élevées, au résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et au résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux, facteurs en partie contrebalancés par une diminution imputable à certains éléments particuliers comptabilisés en 2021;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Canada, surtout attribuable à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés et de celle du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs et des coûts transférés au titre du réseau principal au Canada;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique, principalement attribuable au tronçon nord de Villa de Reyes et au tronçon est de Tula dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques, principalement attribuable aux apports plus élevés tirés de Bruce Power en raison du prix contractuel supérieur, en partie contrés par les pertes réalisées sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et à la production moindre de la centrale;
- le BAIIA moins élevé du secteur des pipelines de liquides imputable aux résultats inférieurs tirés du tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone et à la décision de la REC relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2022, facteurs compensés en partie par les apports plus élevés des activités de commercialisation des liquides découlant des marges supérieures;
- l'incidence positive de l'appréciation du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars américains. Le BAIIA comparable en dollars américains a augmenté de 27 millions de dollars US par rapport à celui de 2021; il a été converti en dollars canadiens au taux de 1,36 en 2022, contre 1,26 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2022 a été supérieur de 101 millions de dollars, soit 0,06 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2021. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022, et aux dépenses en immobilisations liées au projet de gazoduc Southeast Gateway, en partie contrebalancées par l'incidence de la réduction des dépenses en immobilisations liées à nos projets de gazoducs aux États-Unis;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont aussi augmenté, aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, et à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022;
- les pertes de change nettes inscrites au quatrième trimestre, comparativement à des gains de change nets pour la période correspondante de 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, en partie compensées par l'augmentation des gains réalisés en 2022 par rapport à la période correspondante de 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change;
- l'augmentation l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2022, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars américains sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Éléments des résultats et charges libellés en dollars américains, avant les impôts

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars US)	2022	2021
BAIIA comparable		
Gazoducs aux États-Unis	842	819
Gazoducs au Mexique ¹	156	140
Pipelines de liquides	204	216
	1 202	1 175
Amortissement	(237)	(245)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(323)	(314)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	55	28
Participations sans contrôle et autres	(44)	(9)
	653	635
Taux de change moyen – conversion de dollars américains en dollars canadiens	1,36	1,26

1 Exclut les intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas, qui ont été entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Ces prêts intersociétés ont été remboursés en totalité en 2022.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar américain. Comme ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar américain peuvent influencer sur notre résultat comparable. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à une charge d'impôts libellée 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. Comme nos actifs et passifs monétaires libellés en dollars US continuent d'augmenter, cette exposition s'accroît. Ces risques sont gérés en partie au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, les gains et pertes sur les dérivés étant comptabilisés au poste « Perte (gain) de change, montant net » dans l'état consolidé des résultats.

Points saillants par secteur

Gazoducs – Canada

(La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a diminué de 2 981 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 rapport à la même période de 2021, et il tient compte du poste particulier suivant qui a été exclu du calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation de 3,0 milliards de dollars, avant les impôts, au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 21 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous un seuil prédéterminé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 4 millions de dollars par rapport à la même période de 2021, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a augmenté de 94 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à la période correspondante de 2021, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse de l'amortissement et des charges financières traités à titre de coûts transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs relativement au réseau principal au Canada;
- la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits.

L'amortissement a augmenté de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à la même période de 2021 par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion du réseau de NGTL.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à la même période de 2021 et il tient compte du poste particulier suivant qui a été exclu du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

L'appréciation du dollar américain pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2021.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a augmenté de 23 millions de dollars US par rapport à la même période en 2021 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en 2021 en raison du plus grand nombre de transactions et des marges plus élevées;
- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance;
- le résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux attribuable aux prix plus élevés des produits de base;
- la diminution du résultat en 2022, principalement imputable à certains éléments particuliers comptabilisés en 2021;
- la diminution du résultat découlant de certains ajustements liés aux reports réglementaires inscrits au quatrième trimestre de 2022, en partie contrebalancée par l'augmentation du résultat par suite de la hausse des tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} août 2022 conformément au règlement tarifaire non contentieux d'ANR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs aux États-Unis » pour un complément d'information.

L'amortissement a diminué de 4 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à la même période de 2021, essentiellement en raison du moment où certains ajustements de l'amortissement ont été apportés par suite du règlement tarifaire relatif à Columbia Gas en 2021, facteur en partie contrebalancé par la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a diminué de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021. Cette baisse est imputable à l'incidence d'une provision pour pertes sur créances attendues de 92 millions de dollars au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats. Conformément aux exigences de PCGR des États-Unis, une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location doit être comptabilisée. La provision correspond à une estimation des pertes qui pourraient être subies sur la durée du contrat de transport jusqu'en 2055. Étant donné que cette provision de même que la provision liée à certains actifs sur contrats au Mexique ne reflètent pas les pertes ou les sorties de trésorerie effectivement inscrites aux termes de ce contrat de location au cours de la période à l'étude ou découlant de nos activités sous-jacentes, nous avons exclu les variations latentes de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information sur les provisions pour pertes sur créances attendues.

L'appréciation du dollar américain pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens comparativement à la même période en 2021.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 34 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, en raison surtout de l'augmentation des produits attribuable au tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc de Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022.

L'amortissement a diminué de 4 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, ce qui s'explique par les modifications apportées à la comptabilisation de Tamazunchale suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu entre TGNH et la CFE au troisième trimestre de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés aux gazoducs de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 51 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à la même période de 2021, et il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable :

- un ajustement de 118 millions de dollars en 2022, avant les impôts, de la charge de dépréciation d'actifs et autres liée à Keystone XL comptabilisée en 2021 découlant du gain sur la vente d'actifs du projet Keystone XL et de la réduction de l'estimation des obligations contractuelles et légales liées aux activités d'abandon;
- une réduction de 79 millions de dollars, avant les impôts, de la charge de dépréciation d'actifs comptabilisée au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021 et se rapportant à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes par suite de la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel;
- une charge de 27 millions de dollars, avant les impôts, liée à la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- un gain de 13 millions de dollars, avant les impôts, réalisé en 2021 sur la vente de la participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et autres de 10 millions de dollars, avant les impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 (14 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2021) se rapportant aux actifs du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

L'appréciation du dollar américain en 2022 par rapport à 2021 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a diminué de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021, baisse principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des tarifs et des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance et les contrats à long terme visant environ 20 000 b/j provenant des invitations à soumissionner en 2019 qui ont été commercialisés en avril 2022 et 10 000 b/j de plus en septembre 2022;
- la décision de la REC rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs facturés en 2022;
- l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides du fait de l'élargissement des marges.

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à celui de la même période de 2021, principalement par suite de l'appréciation du dollar américain.

Énergie et solutions énergétiques

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 107 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à celui de la même période de 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- notre quote-part des gains et des pertes latents de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et les pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire le risque lié aux prix des produits de base auquel nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 comparativement à celui de la même période de 2021, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé de Bruce Power, essentiellement attribuable au prix contractuel plus élevé, partiellement contrebalancé par les pertes réalisées sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques et la production moindre de la centrale résultant du plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'augmentation du résultat inscrit par les activités de stockage de gaz naturel et autres, principalement imputable à la diminution des coûts liés aux activités d'expansion des affaires de l'ensemble du secteur au quatrième trimestre de 2022;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques au Canada, attribuable principalement à l'apport moindre des activités de négociation, en partie contrebalancé par la hausse des prix de l'électricité réalisés.

L'amortissement du trimestre clos le 31 décembre 2022 a été comparable à celui de la période correspondante de 2021.

Siège social

La perte sectorielle du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 a été semblable à celle de la période correspondante de 2021. (La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du secteur Siège social tient compte des coûts avant les impôts liés au PDVR offert en 2021 ainsi que des pertes et des gains de change sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces pertes et gains de change ont été inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus du calcul du BAIIA et du BAII comparables, car ils étaient entièrement compensés par les gains et les pertes de change correspondants inclus au poste « (Perte) gain de change, montant net ». (La perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 tient compte d'un gain de 8 millions de dollars attribuable essentiellement à la compression des régimes de retraite et au règlement intervenus après le PDVR offert en 2021.

Le BAIIA et le BAII comparables du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 ont été essentiellement les mêmes que ceux de la période correspondante de 2021.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
PJ/j	pétajoule par jour
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

ACM	Programme au cours du marché nous permettant d'émettre sur le capital autorisé des actions ordinaires au prix courant du marché.
base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Moyenne des actifs en service, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
CALT	Compte d'ajustement à long terme
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
ESG	Environnement, responsabilité sociale et gouvernance
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement
UNGC	Pacte mondial des Nations Unies (United Nations Global Compact)

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire
TIOI	Taux interbancaire offert à Londres

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
OPEP+	Organisation des pays exportateurs de pétrole plus certains autres pays exportateurs de pétrole
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
REC	Régie de l'énergie du Canada
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (Ontario)
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TCFD	Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques
TSX	Bourse de Toronto

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 2022 et 2021 et met en évidence les changements importants survenus entre 2021 et 2020, 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 2022 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

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

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

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



François L. Poirier
Président et chef de la direction

Le 13 février 2023



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

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 2022 et 2021, 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 2022, 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 2022 et 2021, 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 2022 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 2022, 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 13 février 2023, 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 du contrôle de Coastal GasLink Limited Partnership selon le modèle des droits variables

Comme il est mentionné aux notes 2, 7, 11 12 et 32 afférentes aux états financiers consolidés, en juillet 2022, la société a conclu des ententes révisées visant le projet (collectivement, les « ententes de juillet 2022 ») relativement à sa participation dans Coastal GasLink Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») et elle s'est engagée à effectuer des apports de capitaux propres supplémentaires. Il a été jugé que ces révisions et les apports de capitaux propres supplémentaires constituaient un événement déclenchant une réévaluation de l'entité à détenteurs de droits variables (« EDDV ») à l'égard de la participation de la société 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 la société n'était pas le principal bénéficiaire de Coastal GasLink LP puisqu'elle 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. La valeur comptable de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de la société dans Coastal GasLink LP était de néant et l'exposition maximale à des pertes à l'égard de celle-ci se chiffrait à 3,3 milliards de dollars au 31 décembre 2022.

Nous avons déterminé que l'établissement du principal bénéficiaire selon le modèle des EDDV en ce qui a trait à la participation de la société dans Coastal GasLink LP après l'événement déclenchant une réévaluation constituait une question critique de l'audit. Évaluer si les ententes de juillet 2022, qui comprenaient des changements aux documents constitutifs et aux accords contractuels liés à Coastal GasLink LP, conféraient à la société le pouvoir effectif de prendre des décisions concernant les activités de Coastal GasLink LP qui influent le plus sur son rendement économique a nécessité des travaux d'audit accrus en raison de la complexité des ententes de juillet 2022.

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 des contrôles internes à l'égard de la réévaluation du contrôle par suite de l'événement déclenchant une réévaluation, y compris l'établissement du principal bénéficiaire. En outre, nous avons mis en œuvre les procédures suivantes :

- nous avons fait des demandes d'informations auprès de la direction et examiné les documents internes pertinents ainsi que les ententes de juillet 2022 afin d'acquiescer une compréhension et d'évaluer l'objectif commercial de l'événement déclenchant une réévaluation et ses conséquences sur les risques que Coastal GasLink LP devait entraîner et transférer à ses détenteurs de droits variables, ainsi que de la gouvernance globale de Coastal GasLink LP;
- nous avons évalué l'établissement par la direction :
 - des activités qui influent le plus sur le rendement économique de Coastal GasLink LP;
 - de la façon dont les décisions visant les activités les plus importantes sont prises ainsi que de la partie ou des parties qui les prennent, y compris si la participation économique de la société dans Coastal GasLink LP confère un pouvoir réel ou effectif dépassant le pouvoir établi;
 - si la société détient le pouvoir effectif de prendre des décisions concernant les activités de Coastal GasLink LP qui influent le plus sur son rendement économique en effectuant des comparaisons avec les documents internes pertinents et les ententes de juillet 2022 en ce qui a trait à Coastal GasLink LP, ainsi que d'autres informations communiquées au public.

Évaluation du risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans Coastal GasLink LP

Comme il est mentionné aux notes 7 et 32 afférentes aux états financiers consolidés, le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans Coastal GasLink LP, une EDDV, s'élevait à 3,3 milliards de dollars au 31 décembre 2022. Comme il est mentionné à la note 2, 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. Aux termes des ententes de juillet 2022, la société est soumise à l'obligation contractuelle de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, lesquels sont estimés à 3,3 milliards de dollars (les « coûts en capital nécessaires à l'achèvement »), au moyen d'apports de capitaux propres supplémentaires à Coastal GasLink LP (les « exigences de financement futures »), sous réserve du partage définitif des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP. L'établissement du risque maximal de perte pour la société nécessite une estimation des coûts en capital nécessaires à l'achèvement.

Nous avons déterminé que l'évaluation du risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans Coastal GasLink LP constituait une question critique de l'audit. L'estimation des coûts en capital nécessaires à l'achèvement a nécessité des travaux d'audit considérables ainsi qu'un degré élevé de subjectivité et l'exercice du jugement. 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 à l'égard de l'établissement par la société d'une estimation des coûts en capital nécessaires à l'achèvement et du risque maximal de perte en découlant. En outre, nous avons mis en œuvre les procédures suivantes :

- nous avons évalué l'estimation des coûts en capital nécessaires à l'achèvement utilisés dans l'établissement par la société du risque maximal de perte en:
 - inspectant les ententes de juillet 2022 et les documents visant les entrepreneurs;
 - acquérant une compréhension de l'avancement des activités de construction du pipeline et des risques connexes en les comparant avec les rapports d'avancement fournis par les partenaires de Coastal GasLink LP et les minutes du comité de gouvernance, ainsi qu'en interrogeant le personnel travaillant au projet;
- nous avons soumis à un test le risque maximal de perte de la société afférent à sa participation dans Coastal GasLink LP à l'aide de l'estimation des coûts en capital nécessaires à l'achèvement ainsi que des exigences de financement futures selon les ententes de juillet 2022.

Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia

Comme il est mentionné aux notes 2 et 14 afférentes aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») s'élevait à 9 948 millions de dollars au 31 décembre 2022. 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 de l'unité d'exploitation Columbia a subi une perte de valeur. L'appréciation qualitative a été faite en date du 31 décembre 2022.

Nous avons déterminé que l'évaluation des indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition ou des facteurs qualitatifs pour ce qui est de l'unité d'exploitation Columbia constituait une question critique de l'audit. L'appréciation de l'incidence potentielle que ces facteurs qualitatifs peuvent avoir sur la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia 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 à l'unité d'exploitation Columbia, 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 propres à l'unité d'exploitation Columbia 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 pertinente à l'unité d'exploitation Columbia 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 le multiple d'évaluation et le taux d'actualisation courants, les facteurs de coûts ainsi que les résultats financiers historiques et prévus de l'unité d'exploitation Columbia, y compris l'incidence des projets de croissance nouvellement approuvés, par rapport aux hypothèses utilisées dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition effectué 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 du 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 en utilisant des données de marché accessibles au public pour des entités comparables;
- à évaluer le taux d'actualisation utilisé 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.

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

Comme il est mentionné aux notes 2 et 14 afférentes aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation American Natural Resources (« ANR ») s'élevait à 2 634 millions de dollars au 31 décembre 2022. 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 peut d'abord évaluer les facteurs qualitatifs pour déterminer la nécessité de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. En ce qui a trait à l'unité d'exploitation ANR, la société a opté de soumettre directement l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif au 31 décembre 2022 en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test en date du 31 décembre 2016 et de la conclusion du règlement de principe visant ANR en 2022. 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 (les hypothèses clés). Il a été déterminé en date du 31 décembre 2022 que la juste valeur de l'unité d'exploitation ANR était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris.

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation ANR 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 ANR. 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 ANR et des hypothèses clés. Nous avons comparé les prévisions de la société afférentes aux produits et aux dépenses en immobilisations aux résultats réels 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 en les comparant aux résultats réels et à l'issue du règlement de principe visant ANR en 2022. Nous avons également comparé les prévisions de la société en matière de produits et de dépenses en immobilisations aux hypothèses contenues dans des publications du secteur en ce qui a trait aux prévisions en matière de consommation mondiale et nord-américaine d'énergie et de production de gaz naturel. 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 utilisé 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 ANR en la comparant à des données de marché accessibles au public et à des paramètres d'évaluation pour des entités comparables.

Évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Great Lakes

Comme il est mentionné aux notes 2 et 14 afférentes aux états financiers consolidés, la société a effectué un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition à l'égard de l'unité d'exploitation Great Lakes au cours du premier trimestre de 2022. 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 Great Lakes, la société a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif à la suite d'un règlement tarifaire sans opposition. 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 (les hypothèses clés). Il a été déterminé que la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable et une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition avant impôt de 571 millions de dollars a été inscrite au cours de la période.

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Great Lakes 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 utilisées pour estimer la juste valeur pourraient avoir une incidence importante sur la détermination, par la société, de la juste valeur de l'unité d'exploitation Great Lakes. 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 Great Lakes et les hypothèses clés. Nous avons comparé les prévisions de la société afférentes aux produits et aux dépenses en immobilisations aux résultats réels 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 en les comparant aux résultats réels et à l'issue du règlement tarifaire sans opposition conclu avec les expéditeurs au cours du premier trimestre de 2022. Nous avons également comparé les prévisions de la société en matière de produits aux hypothèses contenues dans des publications du secteur en ce qui a trait aux prévisions en matière de consommation mondiale et nord-américaine d'énergie et de production de gaz naturel. 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 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 utilisé 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 Great Lakes en la comparant à des données de marché accessibles au public et à des paramètres d'évaluation pour des entités comparables.

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

Comptables professionnels agréés

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

Calgary, Canada

Le 13 février 2023

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 2022, 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 2022, 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 2022 et 2021, 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 2022, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 13 février 2023 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 13 février 2023

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2022	2021	2020
Produits (note 5)			
Gazoducs – Canada	4 764	4 519	4 469
Gazoducs – États-Unis	5 933	5 233	5 031
Gazoducs – Mexique	688	605	716
Pipelines de liquides	2 668	2 306	2 371
Énergie et solutions énergétiques	924	724	412
	14 977	13 387	12 999
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	1 054	898	1 019
Dépréciation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 7 et 11)	(3 048)	—	—
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	4 932	4 098	3 878
Achats de produits de base revendus	534	87	—
Impôts fonciers	848	774	727
Amortissement	2 584	2 522	2 590
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres (notes 6 et 14)	453	2 775	—
	9 351	10 256	7 195
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs (note 30)	—	30	(50)
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 20)	2 588	2 360	2 228
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(369)	(267)	(349)
Perte (gain) de change, montant net (note 22)	185	(10)	(28)
Intérêts créditeurs et autres	(146)	(190)	(185)
	2 258	1 893	1 666
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 374	2 166	5 107
Charge d'impôts (note 19)			
Exigibles	415	305	252
Reportés	174	(185)	(58)
	589	120	194
Bénéfice net	785	2 046	4 913
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 23)	37	91	297
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	748	1 955	4 616
Dividendes sur les actions privilégiées	107	140	159
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	641	1 815	4 457
Bénéfice net par action ordinaire (note 24)			
De base	0,64 \$	1,87 \$	4,74 \$
Dilué	0,64 \$	1,86 \$	4,74 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	3,60 \$	3,48 \$	3,24 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 24)			
De base	995	973	940
Dilué	996	974	940

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)	2022	2021	2020
Bénéfice net	785	2 046	4 913
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	1 494	(108)	(609)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(36)	(2)	36
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(39)	(10)	(583)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	42	55	489
Gains et pertes actuariels latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	63	158	12
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	14	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	867	535	(280)
Autres éléments du résultat étendu (note 26)	2 397	642	(918)
Résultat étendu	3 182	2 688	3 995
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	45	81	259
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	3 137	2 607	3 736
Dividendes sur les actions privilégiées	107	140	159
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	3 030	2 467	3 577

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)	2022	2021	2020
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	785	2 046	4 913
Amortissement	2 584	2 522	2 590
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres (notes 6 et 14)	453	2 775	—
Impôts reportés (note 19)	174	(185)	(58)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	(1 054)	(898)	(1 019)
Dépréciation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 7 et 11)	3 048	—	—
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	1 025	975	1 123
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 27)	(29)	(5)	(19)
(Gain net) perte nette sur la vente d'actifs (note 30)	—	(30)	50
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(248)	(191)	(235)
Pertes latentes (gains latents) sur les instruments financiers	135	194	(103)
Provision pour pertes sur créances attendues	163	—	—
Pertes de change sur un prêt à une société liée (note 12)	28	41	86
Autres	(50)	(67)	57
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation (note 29)	(639)	(287)	(327)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 375	6 890	7 058
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(6 678)	(5 924)	(8 013)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(49)	—	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4, 7 et 11)	(3 433)	(1 210)	(765)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 6)	571	—	—
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	35	3 407
Prêts à une société liée consentis, montant net (notes 7 et 12)	(11)	(239)	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)	2 632	73	—
Montants reportés et autres	(41)	(447)	(559)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(7 009)	(7 712)	(6 052)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	766	1 003	(220)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 508	10 730	5 770
Remboursements sur la dette à long terme	(1 338)	(7 758)	(3 977)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 008	495	—
Gain (perte) sur règlement d'instruments financiers	23	(10)	(130)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 6)	—	(633)	—
Apports d'une participation sans contrôle rachetable (note 6)	—	—	1 033
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 192)	(3 317)	(2 987)
Dividendes sur les actions privilégiées	(106)	(141)	(159)
Distributions aux participations sans contrôle	(44)	(74)	(221)
Distributions sur les titres de catégorie C (note 6)	(43)	(16)	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 905	148	91
Actions privilégiées rachetées (note 25)	(1 000)	(500)	—
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP (note 23)	—	(15)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	487	(88)	(800)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	94	53	(19)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(53)	(857)	187
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	673	1 530	1 343
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	620	673	1 530

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre		2022	2021
(en millions de dollars canadiens)			
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		620	673
Débiteurs		3 624	3 092
Prêts à des sociétés liées (note 12)		—	1 217
Stocks		936	724
Autres actifs à court terme (note 8)		2 152	1 717
		7 332	7 423
Immobilisations corporelles (note 9)		75 940	70 182
Investissement net dans des contrats de location (note 10)		1 895	—
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 11)		9 535	8 441
Prêts à long terme à une société liée (notes 7 et 12)		—	238
Placements restreints		2 108	2 182
Actifs réglementaires (note 13)		1 910	1 767
Écart d'acquisition (note 14)		12 843	12 582
Autres actifs à long terme (note 15)		2 785	1 403
		114 348	104 218
PASSIF			
Passif à court terme			
Billets à payer (note 16)		6 262	5 166
Créditeurs et autres (note 17)		7 149	5 099
Dividendes à payer		930	879
Intérêts courus		668	577
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 20)		1 898	1 320
		16 907	13 041
Passifs réglementaires (note 13)		4 520	4 300
Autres passifs à long terme (note 18)		1 017	1 059
Passifs d'impôts reportés (note 19)		7 648	6 142
Dette à long terme (note 20)		39 645	37 341
Billets subordonnés de rang inférieur (note 21)		10 495	8 939
		80 232	70 822
CAPITAUX PROPRES			
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 24)		28 995	26 716
Émises et en circulation :	31 décembre 2022 – 1 018 millions d'actions 31 décembre 2021 – 981 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 25)		2 499	3 487
Surplus d'apport		722	729
Bénéfices non répartis		819	3 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 26)		955	(1 434)
Participations assurant le contrôle		33 990	33 271
Participations sans contrôle (note 23)		126	125
		34 116	33 396
		114 348	104 218

Engagements, éventualités et garanties (note 31)

Entités à détenteurs de droits variables (note 32)

Événement postérieur à la date de clôture (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)	2022	2021	2020
Actions ordinaires (note 24)			
Solde au début de l'exercice	26 716	24 488	24 387
Actions émises :			
Aux termes d'une offre publique, déduction faite des frais d'émission	1 754	—	—
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	342	—	—
Exercice d'options sur actions	183	165	101
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 23)	—	2 063	—
Solde à la fin de l'exercice	28 995	26 716	24 488
Actions privilégiées (note 25)			
Solde au début de l'exercice	3 487	3 980	3 980
Rachat d'actions	(988)	(493)	—
Solde à la fin de l'exercice	2 499	3 487	3 980
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	729	2	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(7)	(6)	2
Remboursement de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL et émission de titres de catégorie C (note 6)	—	737	—
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 23)	—	(398)	—
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 6)	—	394	—
Solde à la fin de l'exercice	722	729	2
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	3 773	5 367	3 955
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	748	1 955	4 616
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 595)	(3 409)	(3 045)
Dividendes sur les actions privilégiées	(95)	(133)	(159)
Rachat d'actions privilégiées	(12)	(7)	—
Solde à la fin de l'exercice	819	3 773	5 367
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 26)			
Solde au début de l'exercice	(1 434)	(2 439)	(1 559)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	2 389	652	(880)
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 23)	—	353	—
Solde à la fin de l'exercice	955	(1 434)	(2 439)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	33 990	33 271	31 398
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	125	1 682	1 634
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	37	90	307
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	8	(10)	(38)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(44)	(74)	(221)
Acquisition de TC PipeLines, LP (note 23)	—	(1 563)	—
Solde à la fin de l'exercice	126	125	1 682
Total des capitaux propres	34 116	33 396	33 080

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 des gazoducs au Canada est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 40 792 km (25 347 milles).

Gazoducs – États-Unis

Le secteur des gazoducs aux États-Unis est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 50 164 km (31 170 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 532 Gpi³ et d'autres actifs, actuellement en service.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué surtout des participations de la société dans des gazoducs réglementés actuellement en service qui s'étendent sur 2 775 km (1 723 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides est constitué surtout des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs actuellement en service d'une longueur de 4 856 km (3 019 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

Au cours de la période close le 31 décembre 2022, la dénomination du secteur « Énergie et stockage » a été modifiée pour « Énergie et solutions énergétiques », ce secteur étant principalement constitué des participations de la société dans environ 4 300 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 et au Nouveau-Brunswick. 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 :

- 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 14);
- l'estimation des coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink utilisés dans l'évaluation du risque maximal de perte de TC Énergie afférent à sa participation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») et dans l'évaluation de la juste valeur de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP (notes 7 et 32).

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 (note 6);
- la recouvrabilité et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 9);
- la répartition de la contrepartie entre les composantes locatives et non locatives d'un contrat qui contient un contrat de location (note 10);
- les hypothèses servant à évaluer la valeur comptable (note 10) et les pertes sur créances attendues (note 28) afférentes à l'investissement net dans des contrats de location et à certains actifs sur contrats;
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation qui ne sont pas mentionnées précédemment (note 11);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 13);
- les hypothèses utilisées pour évaluer le passif au titre des mesures environnementales correctives lié au bris du réseau d'oléoducs Keystone (note 17);
- la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 18);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice, y compris les provisions pour moins-value et les reprises (note 19);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 27);
- la juste valeur des instruments financiers (note 28);
- la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 30);
- les provisions au titre des engagements, éventualités et garanties (note 31).

TC Énergie continue d'évaluer les effets des changements climatiques sur les états financiers consolidés. La société a annoncé qu'elle s'est fixé des cibles internes visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre et qu'elle surveille de près les initiatives réglementaires qui pourraient avoir une incidence sur ses activités actuelles. Les cadres et les initiatives réglementaires inhérents aux facteurs ESG ont aussi fait l'objet de développements récents 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 et les charges à payer liées aux coûts environnementaux. 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 recouvrir 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 recouvrir 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.

Constataion 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 des secteurs des gazoducs au 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 des gazoducs au 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 liés aux gazoducs au 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 tarifaire 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.

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 des 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 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 perte de valeur lorsqu'un événement ou une circonstance a d'importantes répercussions néfastes sur la juste valeur d'une participation. Lorsque la société conclut que la juste valeur d'une participation est inférieure à sa valeur comptable, elle détermine alors si la perte de valeur est durable et, le cas échéant, une perte de valeur est constatée au titre de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de la participation, cette perte ne pouvant dépasser la valeur comptable de la participation.

Acquisitions et écart d'acquisition

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

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

Si la société conclut qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, elle procède alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition. La société peut choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, la société compare la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste valeur. La juste valeur d'une unité d'exploitation est établie d'après 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.

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 (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), des régimes d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. 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 d'avantages postérieurs au départ à la retraite 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 fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment 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 de conventions comptables pour 2022

Réforme des taux d'intérêt de référence

En mars 2020, le FASB a publié des directives facultatives concernant le retrait attendu de certains taux d'intérêt de référence. Ces directives prévoient des mesures de simplification facultatives pour les contrats et les relations de couverture qui sont touchés par la réforme en question, à la condition que certains critères soient réunis. En décembre 2022, le FASB a publié une mise à jour visant à reporter la date de retrait prévue dans les directives au 31 décembre 2024. Dans le cas des relations de couverture, la société a appliqué la mesure de simplification facultative qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser. La société s'attend à appliquer les mesures de simplification prévues dans les directives visant le traitement de la modification de contrats étant donné que les événements ne nécessitent pas de réévaluer le contrat ni de revoir des décisions d'ordre comptable antérieures. C'est pourquoi ces changements ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Aide publique

En novembre 2021, le FASB a publié de nouvelles directives qui accroissent les obligations d'information annuelles pour les entités qui constatent une transaction conclue avec un gouvernement, en appliquant un modèle comptable axé sur les subventions ou les contributions par analogie à d'autres directives comptables. Les entités sont tenues de présenter la nature des transactions, les conventions comptables connexes utilisées pour comptabiliser les transactions, l'effet de ces transactions sur les états financiers de l'entité ainsi que les modalités importantes afférentes à la transaction. Ces nouvelles directives entreront en vigueur dans le cadre des obligations d'information annuelles, soit au 31 décembre 2022, et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'application anticipée étant permise. La société a adopté les directives avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2022 sur une base prospective et celles-ci n'ont eu aucune incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Actifs sur contrats et passifs sur contrats découlant des contrats conclus avec des clients

En octobre 2021, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient la façon dont sont comptabilisés les actifs sur contrats et passifs sur contrats découlant des contrats conclus avec des clients acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Un acquéreur doit, à la date d'acquisition, comptabiliser les actifs sur contrats et les passifs sur contrats conformément aux directives relatives aux produits tirés de contrats conclus avec des clients. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2023 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'adoption anticipée étant permise. Pour se prévaloir de l'adoption anticipée, les modifications doivent être appliquées rétrospectivement à tous les regroupements d'entreprises ayant une date d'acquisition dans l'année de l'adoption anticipée. La société a choisi d'adopter les nouvelles directives à compter du 1^{er} janvier 2022 et celles-ci n'ont eu aucune incidence sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

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 tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	18	292	122	55	539	28 ³	1 054
Dépréciation des participations comptabilisées 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)
(Perte) bénéfice sectoriel	(1 440)	2 617	491	1 123	833	8	3 632
Intérêts débiteurs							(2 588)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							369
Perte de change, montant net ³							(185)
Intérêts créditeurs et autres							146
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 374
Charge d'impôts							(589)
Bénéfice net							785
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(37)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							748
Dividendes sur les actions privilégiées							(107)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							641
Dépenses d'investissement							
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 ⁴	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 tiré 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 ont été entièrement compensés au poste « Perte 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 12 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

4 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 12 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2021							Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides					
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 tiré 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)		
Charge de dépréciation d'actifs et autres	—	—	—	(2 775)	—	—	(2 775)		
Gain 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		
Gain de change, montant net ³							10		
Intérêts créditeurs et autres							190		
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 166		
Charge d'impôts							(120)		
Bénéfice net							2 046		
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(91)		
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 955		
Dividendes sur les actions privilégiées							(140)		
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 815		
Dépenses d'investissement									
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 tiré 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 « Gain 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 12 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2020							Énergie et solutions énergétiques	Siège social ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides					
Produits	4 469	5 031	716	2 371	412	—	12 999		
Produits intersectoriels	—	165	—	—	20	(185) ²	—		
	4 469	5 196	716	2 371	432	(185)	12 999		
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	264	127	75	455	86 ³	1 019		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 631)	(1 485)	(57)	(654)	(220)	169 ²	(3 878)		
Impôts fonciers	(284)	(337)	—	(101)	(5)	—	(727)		
Amortissement	(1 273)	(801)	(117)	(332)	(67)	—	(2 590)		
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	364	—	—	—	(414)	—	(50)		
Bénéfice sectoriel	1 657	2 837	669	1 359	181	70	6 773		
Intérêts débiteurs							(2 228)		
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							349		
Gain de change, montant net ³							28		
Intérêts créditeurs et autres							185		
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							5 107		
Charge d'impôts							(194)		
Bénéfice net							4 913		
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(297)		
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							4 616		
Dividendes sur les actions privilégiées							(159)		
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							4 457		
Dépenses d'investissement									
Dépenses en immobilisations	3 503	2 785	173	1 315	179	58	8 013		
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	122	—	—	122		
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	105	—	—	5	655	—	765		
	3 608	2 785	173	1 442	834	58	8 900		

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 tiré 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 « Gain 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 12 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Actif total par secteur		
Gazoducs – Canada	27 456	25 452
Gazoducs – États-Unis	50 038	45 502
Gazoducs – Mexique	9 231	7 547
Pipelines de liquides	15 587	14 951
Énergie et solutions énergétiques	8 272	6 563
Siège social	3 764	4 203
	114 348	104 218

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Produits			
Canada – marché intérieur	4 942	4 603	4 392
Canada – exportations	1 322	1 226	1 059
États-Unis	8 025	6 953	6 832
Mexique	688	605	716
	14 977	13 387	12 999

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Immobilisations corporelles		
Canada	27 232	24 890
États-Unis	43 505	39 335
Mexique	5 203	5 957
	75 940	70 182

5. PRODUITS

Ventilation des produits

exercice clos le 31 décembre 2022	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
(en millions de dollars canadiens)						
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 au 31 décembre 2022. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 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 10 « 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 10 « 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 10 « Contrats de location » et à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location-exploitation et des instruments financiers, respectivement.
- 5 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux 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 13 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2021	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et solutions énergétiques	Total
(en millions de dollars canadiens)						
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 au 31 décembre 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 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 10 « Contrats de location » et à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location-exploitation et des instruments financiers, respectivement.
- 3 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux 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 13 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2020						
(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	4 408	4 301	607	2 206	—	11 522
Électricité	—	—	—	—	192	192
Stockage de gaz naturel et autres ¹	61	654	109	3	106	933
	4 469	4 955	716	2 209	298	12 647
Autres produits ^{2,3}	—	76	—	162	114	352
	4 469	5 031	716	2 371	412	12 999

- 1 Comprennent des produits de 138 millions de dollars tirés des frais versés par des sociétés liées, dont 77 millions de dollars pour la construction du gazoduc Sur de Texas détenu dans une proportion de 60 % par TC Énergie et 61 millions de dollars pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie au 31 décembre 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 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 10 « Contrats de location » et à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location-exploitation et des instruments financiers, respectivement.
- 3 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux 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 13 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

Soldes des contrats

aux 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	Poste visé au bilan consolidé
Créances sur les contrats conclus avec les clients	1 907	1 627	Débiteurs
Actifs sur contrats (note 8)	155	202	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme (note 15)	355	249	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹ (note 17)	62	90	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme (note 18)	32	184	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, des produits de 51 millions de dollars (95 millions de dollars en 2021) qui étaient inclus dans les passifs sur contrats 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. Au cours de l'exercice précédent, les passifs sur contrats et les passifs sur contrats à long terme se rapportaient principalement aux paiements de frais fixes de capacité pour des causes de force majeure reçus relativement à des ententes de capacité à long terme conclues au Mexique. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, et aux termes du contrat de transport regroupé, le passif sur contrats se rapportant aux gazoducs de TGNH mis en service a été déduit de certains soldes d'actifs sur contrats et il a été réglé lors de la comptabilisation initiale de l'investissement net dans des contrats de location du bilan consolidé.

Produits futurs affectés aux obligations de prestations qui restent à remplir

Au 31 décembre 2022, 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 23,3 milliards de dollars, dont une tranche de 3,8 milliards de dollars devrait être comptabilisée en 2023.

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 d'intermédiaire;
- 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 afférents aux gazoducs au Canada 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.

6. 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 des 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 les 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 (en millions de dollars canadiens)	Juste valeur estimative des immobilisations corporelles	Charge de dépréciation d'actifs et autres	
		Avant les impôts	Après les 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 2022, la société a obtenu un montant de 571 millions de dollars afférent à ses recouvrements contractuels, ce qui a porté le solde résiduel à 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. La société a versé un montant de 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 2022, le solde résiduel se chiffrait à 48 millions de dollars.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a vendu des immobilisations corporelles d'une valeur comptable d'environ 25 millions de dollars (16 millions de dollars en 2021), ce qui s'est traduit par un gain de 64 millions de dollars (néant en 2021). La société s'attend à céder les actifs restants en 2023.

En 2022, la société a constaté un montant de 96 millions de dollars afférent à l'impôt minimum aux États-Unis 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) et, en juin 2021, conformément aux modalités de la garantie, le gouvernement de l'Alberta a remboursé tout l'encours et la facilité a été résiliée par la suite. 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 crédettes et autres au bilan consolidé. 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 les impôts) qui a été comptabilisé dans le surplus d'apport. 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 pris en compte 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. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a versé au gouvernement de l'Alberta des distributions de 43 millions de dollars (16 millions de dollars en 2021) sur les titres de catégorie C.

Le tableau qui suit présente la variation de la participation sans contrôle rachetable classée en tant que capitaux propres mezzanine :

(en millions de dollars canadiens)	
Solde au 1 ^{er} janvier 2021	393
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle rachetable	1
Titres de catégorie A rachetés	(394)
Solde au 31 décembre 2021	—

7. COASTAL GASLINK

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

Ententes modifiées de juillet 2022 concernant Coastal GasLink

Le 28 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, de même que l'exigence que TC Énergie effectue un apport de capitaux propres contractuel à Coastal GasLink LP d'un montant de 1,9 milliard de dollars, ce qui ne venait pas modifier la participation de 35 % de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 32 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

L'apport de capitaux propres contractuel de 1,9 milliard de dollars a été initialement comptabilisé au poste « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » au bilan consolidé lors de la signature des ententes de juillet 2022 et il est payé en versements sur une période allant d'août 2022 à février 2023. Au 31 décembre 2022, une tranche de 0,5 milliard de dollars de cet apport de capitaux propres était toujours inscrite au poste « Crédeurs et autres » au bilan consolidé.

Aux termes des ententes de juillet 2022, le financement supplémentaire requis par Coastal GasLink LP pour financer la construction du gazoduc au-delà de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Tous les montants en cours aux termes de ce prêt seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs 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 financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier la participation de 35 % de la société.

Mise à jour du coût en capital et dépréciation

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la société a annoncé qu'elle s'attendait à des hausses importantes des coûts des projets et de ses besoins de financement connexes. Le 1^{er} février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. Bien que cette estimation tienne compte d'éventualités à l'égard de certains facteurs pouvant échapper au contrôle de Coastal GasLink LP., notamment les défis liés au marché de l'emploi dans l'Ouest canadien, la pénurie de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence des performances moindres des entrepreneurs ainsi que les sécheresses, l'érosion et le contrôle des sédiments, comme dans tout projet de construction d'envergure, le coût en capital ultime fait l'objet de risques et d'incertitudes. Cette hausse des coûts du projet et des besoins de financement connexes de la société étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de la société s'était produite.

En conséquence, la société a 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 déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP et elle a comptabilisé une dépréciation de 3 048 millions de dollars avant impôts (2 643 millions de dollars après impôts) au quatrième trimestre de 2022 au poste « Dépréciation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats pour le secteur des gazoducs au Canada. Au 31 décembre 2022, la valeur comptable avant dépréciation de la participation dans Coastal GasLink LP se composait des montants affectés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (2 798 millions de dollars) et des prêts à des sociétés liées (250 millions de dollars), dont le solde a été ramené à zéro.

TC Énergie prévoit financer un montant supplémentaire de 3,3 milliards de dollars par suite de l'estimation révisée du coût en capital nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink et une partie importante de cet investissement futur dans Coastal GasLink LP devrait subir une dépréciation. La société demeurera à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de cette participation et l'ampleur de toute dépréciation future dépendra de l'issue des évaluations effectuées à la date de clôture visée.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 31 décembre 2022 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans. Les entrées de trésorerie prises en compte dans le modèle ont été estimées selon les modalités convenues ainsi que les dispositions de prorogation contenues dans le contrat de transport intervenu entre Coastal GasLink LP et les participants à la coentreprise LNG Canada.

En ce qui a trait aux sorties de trésorerie prises en compte dans le modèle, la hausse du coût en capital estimé et les exigences de financement correspondantes de la société sont les facteurs ayant la plus grande incidence sur l'établissement de la juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP. L'analyse des flux de trésorerie prévoit un coût en capital estimatif pour le gazoduc Coastal GasLink de 14,5 milliards de dollars. Toute variation de cette estimation du coût en capital aura une incidence approximative d'un dollar pour chaque dollar sur les exigences de financement futures de la société, sous réserve du partage définitif des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP, et viendra influencer sur la juste valeur estimative et le recouvrement par la société de sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP au cours de périodes futures.

Les autres hypothèses prises en compte dans le modèle des flux de trésorerie actualisés comprennent le taux d'actualisation et les plans de financement du projet à long terme et la date d'achèvement prévue. Les changements à ces autres hypothèses ne devraient raisonnablement pas avoir de conséquences sur la dépréciation inscrite au quatrième trimestre de 2022.

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. Il y a lieu de se reporter à la note 19 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

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, qui est estimé à 3,3 milliards de dollars. Au 31 décembre 2022, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 1,3 milliard de dollars. Le montant total consenti aux termes de ce prêt devrait augmenter dans l'avenir afin de soutenir les besoins de financement supplémentaire. Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs 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. Conformément aux ententes de juillet 2022, la société s'attend à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier la participation de 35 % de la société.

Comme il est indiqué plus haut, l'encours de 250 millions de dollars de ce prêt au 31 décembre 2022 a été ramené à néant dans le cadre des charges de dépréciation constatées au quatrième trimestre de 2022.

Le tableau suivant présente les variations de l'encours de ce prêt au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

(en millions de dollars canadiens)	
Encours au 31 décembre 2021	238
Montants consentis ¹	112
Remboursements ¹	(100)
Encours au 31 décembre 2022	250
Dépréciation	(250)
Valeur comptable au 31 décembre 2022	—

1 Présentés sur une base nette dans l'état consolidé des flux de trésorerie de la Société.

8. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Juste valeur des contrats dérivés (note 28)	614	169
Tranche à court terme du recouvrement de la provision environnementale liée à Keystone (note 17)	410	—
Tranche à court terme de l'investissement net dans des contrats de location (note 10)	291	—
Actifs sur contrats (note 5)	155	202
Actifs de Keystone XL destinés à la vente	122	138
Charges payées d'avance	118	112
Trésorerie donnée en garantie	106	273
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 6)	86	640
Actifs réglementaires (note 13)	67	53
Autres	183	130
	2 152	1 717

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022			2021		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	18 119	6 285	11 834	14 892	5 751	9 141
Postes de compression	6 265	2 224	4 041	6 191	2 065	4 126
Postes de comptage et autres	1 518	769	749	1 458	705	753
	25 902	9 278	16 624	22 541	8 521	14 020
En construction	1 552	—	1 552	2 285	—	2 285
	27 454	9 278	18 176	24 826	8 521	16 305
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 472	7 852	2 620	10 423	7 698	2 725
Postes de compression	4 328	3 247	1 081	4 165	3 125	1 040
Postes de comptage et autres	692	285	407	652	264	388
	15 492	11 384	4 108	15 240	11 087	4 153
En construction	269	—	269	139	—	139
	15 761	11 384	4 377	15 379	11 087	4 292
Autres gazoducs au Canada ¹						
Autres	1 984	1 624	360	1 937	1 567	370
En construction	455	—	455	58	—	58
	2 439	1 624	815	1 995	1 567	428
	45 654	22 286	23 368	42 200	21 175	21 025
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	12 471	1 069	11 402	11 205	799	10 406
Postes de compression	5 190	495	4 695	4 522	381	4 141
Postes de comptage et autres	4 026	346	3 680	3 657	257	3 400
	21 687	1 910	19 777	19 384	1 437	17 947
En construction	659	—	659	433	—	433
	22 346	1 910	20 436	19 817	1 437	18 380
ANR						
Pipeline	2 066	641	1 425	1 820	557	1 263
Postes de compression	3 785	734	3 051	2 559	565	1 994
Postes de comptage et autres	1 666	440	1 226	1 391	422	969
	7 517	1 815	5 702	5 770	1 544	4 226
En construction	328	—	328	833	—	833
	7 845	1 815	6 030	6 603	1 544	5 059

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022			2021		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
Columbia Gulf	3 511	224	3 287	2 749	178	2 571
GTN	2 964	1 239	1 725	2 701	1 071	1 630
Great Lakes	2 367	1 387	980	2 162	1 255	907
Autres ²	1 928	760	1 168	1 755	657	1 098
	10 770	3 610	7 160	9 367	3 161	6 206
En construction	328	—	328	533	—	533
	11 098	3 610	7 488	9 900	3 161	6 739
	41 289	7 335	33 954	36 320	6 142	30 178
Gazoducs – Mexique³						
Pipeline	2 299	348	1 951	2 957	476	2 481
Postes de compression	374	59	315	480	80	400
Postes de comptage et autres	487	113	374	626	155	471
	3 160	520	2 640	4 063	711	3 352
En construction	2 547	—	2 547	2 590	—	2 590
	5 707	520	5 187	6 653	711	5 942
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 777	2 056	7 721	9 209	1 758	7 451
Matériel de pompage	1 064	288	776	1 020	252	768
Réservoirs et autres	3 723	859	2 864	3 534	737	2 797
	14 564	3 203	11 361	13 763	2 747	11 016
En construction	96	—	96	72	—	72
	14 660	3 203	11 457	13 835	2 747	11 088
Pipelines en Alberta	199	19	180	199	14	185
	14 859	3 222	11 637	14 034	2 761	11 273
Énergie et solutions énergétiques						
Production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel	1 260	642	618	1 267	605	662
Stockage de gaz naturel et autres	820	238	582	797	216	581
	2 080	880	1 200	2 064	821	1 243
En construction	80	—	80	5	—	5
	2 160	880	1 280	2 069	821	1 248
Siège social						
	900	386	514	836	320	516
	110 569	34 629	75 940	102 112	31 930	70 182

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

2 Ces données comprennent Portland, North Baja, Tuscarora, Crossroads et des droits miniers.

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a décomptabilisé un montant de 2 319 millions de dollars 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 10 « Contrats de location » pour un complément d'information.

10. 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. 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	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)		
Coûts liés aux contrats de location-exploitation ¹	106	105
Produits tirés de la sous-location	(5)	(8)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	101	97

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	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)		
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	67	69
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	49	7

aux 31 décembre	2022	2021
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	8 ans	9 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	3,5 %	3,5 %

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

(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Moins de un an	68	63
Entre un an et deux ans	65	60
Entre deux et trois ans	62	58
Entre trois et quatre ans	60	55
Entre quatre et cinq ans	54	54
Plus de cinq ans	187	213
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	496	503
Intérêt théorique	(63)	(74)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	433	429

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)	2022	2021
Créditeurs et autres	54	49
Autres passifs à long terme (note 18)	379	380
	433	429

Au 31 décembre 2022, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 415 millions de dollars (415 millions de dollars en 2021), 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 2022 s'est établie à 118 millions de dollars (126 millions de dollars en 2021; 130 millions de dollars en 2020).

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

(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Moins de un an	113	113
Entre un an et deux ans	111	111
Entre deux et trois ans	94	110
Entre trois et quatre ans	70	94
Entre quatre et cinq ans	—	70
	388	498

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation s'élevaient respectivement à 802 millions de dollars et à 360 millions de dollars au 31 décembre 2022 (respectivement 812 millions de dollars et 340 millions de dollars en 2021).

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 de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula) en un contrat d'achat ferme unique libellé en dollars américains 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 2022, comprenaient les gazoducs de Tamazunchale, le tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et le tronçon est du gazoduc de 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.

À la date de début du contrat de location, la société a comptabilisé un investissement net total dans des contrats de location-vente. Les gazoducs de TGNH sont réglementés et les tarifs sont fixés de manière à recouvrer le coût inhérent à la prestation des services. La société exerce son jugement afin de déterminer si, au début du contrat de location, la juste valeur des actifs sous-jacents se rapproche de leur valeur comptable et si la valeur résiduelle se rapproche de la valeur comptable restante à la fin de la durée du contrat de location.

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

(en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2022
Investissement net dans des contrats de location	
Paiements minimaux futurs au titre de la location	9 457
Produits locatifs non gagnés	(7 132)
Créances locatives	2 325
Provision pour pertes sur créances attendues ¹	(150)
Valeur actualisée de la valeur résiduelle non garantie	11
	2 186
Tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme (note 8)	(291)
	1 895

1 Comprend des pertes de change de 1 million de dollars.

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

(en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2022
Moins de un an	291
Entre un an et deux ans	291
Entre deux et trois ans	291
Entre trois et quatre ans	291
Entre quatre et cinq ans	291
Plus de cinq ans	8 002
	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 2022, la société a inscrit des produits tirés de contrats de location-vente de 127 millions de dollars dans les produits du secteur Gazoducs – Mexique.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a comptabilisé une provision pour pertes sur créances attendues de 149 millions de dollars (néant en 2021 et en 2020), qui a été inscrite 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 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

11. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2022	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2022	2021	2020	2022	2021
Gazoducs – Canada						
TQM ¹	50,0 %	17	12	12	165	118
Coastal GasLink ¹	35,0 %	1	—	—	—	386
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border	50,0 %	92	80	100	516	505
Millennium	47,5 %	103	91	96	500	474
Iroquois	50,0 %	77	55	52	237	392
Autres	Divers	20	18	16	122	137
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas	60,0 %	150	160	213	1 050	835
Pipelines de liquides						
Grand Rapids ¹	50,0 %	54	54	53	964	980
Port Neches Link LLC ²	95,0 %	—	—	—	149	103
HoustonLink Pipeline ¹	50,0 %	1	1	—	19	18
Northern Courier ^{1,3}	néant	—	16	22	—	—
Énergie et solutions énergétiques						
Bruce Power ¹	48,3 %	537	411	439	5 783	4 493
Autres	Divers	2	—	16	30	—
		1 054	898	1 019	9 535	8 441

1 Classée en tant qu'EDDV non consolidée. Il y a lieu de se reporter à la note 32 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

2 Classée en tant qu'EDDV non consolidée en 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 32 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.

3 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 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation

Le 1^{er} février 2023, Coastal GasLink LP a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. Cette hausse du coût en capital prévu du projet a eu pour résultat que TC Énergie a réévalué sa participation dans Coastal GasLink LP, ce qui a entraîné une dépréciation de 3 048 millions de dollars avant impôts (2 643 millions de dollars après impôts) comptabilisée au quatrième trimestre de 2022. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « 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 2022, 2021 et 2020 se sont établies comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Distributions			
Remboursements sur la dette de Sur de Texas ^{1,2}	2 404	73	—
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 025	975	1 123
Autres ¹	228	—	—
	3 657	1 048	1 123
Apports			
Apports à Coastal GasLink ¹	1 414	92	101
Financement par emprunt de Sur de Texas ^{1,2}	1 199	—	—
Apports à d'autres participations comptabilisés à la valeur de consolidation ¹	820	1 118	664
	3 433	1 210	765

1 Inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidés 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 12 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information sur les activités de refinancement survenues en 2022 en lien avec la coentreprise Sur de Texas.

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Bénéfice			
Produits	5 891	5 447	5 838
Charges d'exploitation et autres charges	(3 390)	(3 293)	(3 341)
Bénéfice net	2 147	1 859	2 047
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	1 054	898	1 019

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Bilan		
Actif à court terme	3 414	3 498
Actif à long terme	37 713	30 165
Passif à court terme	(2 856)	(2 540)
Passif à long terme	(17 690)	(16 400)

Au 31 décembre 2022, la valeur comptable cumulative des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de la société était inférieur de 299 millions de dollars 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 en 2022, compensée en partie par les ajustements de la juste valeur au moment de l'acquisition ou de la monétisation partielle ainsi que les intérêts capitalisés pendant la construction. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Coastal GasLink » pour un complément d'information. Au 31 décembre 2021, la valeur comptable cumulative des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de la société était supérieur de 1 109 millions de dollars aux capitaux propres sous-jacents cumulatifs dans les actifs nets, principalement en raison des ajustements de la juste valeur au moment de l'acquisition ou de la monétisation partielle ainsi que des intérêts capitalisés pendant la construction.

12. 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.

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)	2022	2021	2020	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Intérêts créditeurs ¹	19	87	110	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(19)	(87)	(110)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Pertes de change ¹	(28)	(41)	(86)	Perte (gain) de change, montant net
Gains de change ¹	28	41	86	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur Siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au 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 américains conclu avec TC Énergie.

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 et 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 de 100 millions de dollars porte intérêt à un taux variable fondé sur le marché et l'encours qui se chiffrait à néant au 31 décembre 2022 (1 million de dollars en 2021) a été classé dans les prêts à des sociétés liées figurant à l'actif à court terme du bilan consolidé de la société.

Convention de prêt subordonné

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP. Cette convention de prêt subordonné a été modifiée le 28 juillet 2022. Se reporter à la note 7 « Coastal GasLink LP » pour un complément d'information.

13. 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 continue d'évaluer les projets désignés en vertu de la Loi sur la REC.

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, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrir ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société, en fonction de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL est actuellement exploité en vertu des modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2020-2024 qui prévoit un RCA 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 entre le réseau de NGTL et 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 »). Les termes du règlement de six ans pour la période 2015-2020 afférent à la décision de 2014 et qui a pris fin le 31 décembre 2020 prévoyaient un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif comportant un risque à la hausse et un risque à la baisse et la contribution annuelle de 20 millions de dollars après impôts versée par TC Énergie pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits a été assurée grâce au recours à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement provisoire et le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes prévue dans la décision de 2014, soit six ans (2015 à 2020). La décision de 2014 a également exigé que TC Énergie dépose une demande relative à l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. En décembre 2018, une décision a été rendue concernant l'examen des tarifs pour la période 2018-2020 qui tient compte de l'amortissement accéléré du solde du CALT du 31 décembre 2017 et d'une hausse de 3,2 % à 3,9 % du taux d'amortissement composé.

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 expéditeurs que pour TC Énergie. Le reliquat estimatif du solde relatif au CALT à la clôture de 2020 a été pris en compte comme un ajustement dans le calcul des droits fixes relatifs au réseau principal et amorti sur la période de règlement. Tout comme le CALT, le compte d'ajustement à court terme (« CACT ») permet 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. La société commencera à calculer l'amortissement au cours de la période de règlement restant à courir lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement seront atteints.

Établissements réglementés aux États-Unis

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

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. Columbia Gas a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en février 2021 et a obtenu l'approbation de la FERC le 25 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, le 28 janvier 2022, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport. Le 14 décembre 2022, ANR Pipeline a déposé une entente de règlement (entente de règlement visant ANR) auprès de la FERC. L'entente de règlement visant ANR porte sur l'entente intervenue entre ANR Pipeline, ses expéditeurs et le personnel de la FERC pour résoudre des questions en suspens concernant le dossier tarifaire original déposé le 28 janvier 2022. Le règlement visant ANR n'a pas été contesté et il est actuellement en attente d'une approbation définitive de la FERC vers le début de 2023.

Columbia Gulf

Columbia Gulf est parvenue à un règlement tarifaire avec ses clients, qui a été approuvé par la FERC en décembre 2019, ce qui a entraîné une hausse de ses tarifs avec recours qui a pris effet le 1^{er} août 2020. Ce règlement imposait la nécessité de déposer un dossier tarifaire ainsi qu'un moratoire visant les tarifs, qui sont venus à échéance le 1^{er} août 2022. De ce fait, 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, les nouveaux tarifs prenant effet le 1^{er} août 2027.

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.

Le 18 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 le 1^{er} octobre 2022. Le règlement de 2022 visant Great Lakes qu'a approuvé la FERC le 26 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 le 1^{er} août 2019. En vertu de ce règlement, Tuscarora est tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 1^{er} février 2023. Tuscarora a déposé, le 29 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, sous réserve de 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)
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 817	1 509	s. o.
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ^{1,2}	28	203	s. o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,3}	19	3	1-7
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁴	2	1	1
Autres	111	104	s. o.
	1 977	1 820	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 8)	67	53	
	1 910	1 767	
Passifs réglementaires			
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines ⁵	2 014	2 086	s. o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis ⁶	1 197	1 141	s. o.
Compte d'ajustement provisoire du réseau principal au Canada ⁷	429	483	8
Coût de retrait des installations ⁸	337	254	s. o.
Comptes d'ajustement à court terme et de stabilisation des droits du réseau principal au Canada ^{7,9}	284	60	s. o.
Compte d'ajustement à long terme du réseau principal au Canada ^{7,10}	149	186	4
Impôts reportés ¹	181	139	s. o.
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁴	50	32	1
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ¹¹	43	40	s. o.
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ²	10	13	s. o.
Autres	99	66	s. o.
	4 793	4 500	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 17)	273	200	
	4 520	4 300	

- 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 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.
- 3 Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- 4 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.
- 5 Ce solde représente les montants des fonds prélevés au moyen de droits auprès des expéditeurs 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 Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouverts dans les tarifs de certaines activités à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.
- 9 Aux termes du règlement 2021-2026 visant le réseau principal, le CACT fera l'objet d'un amortissement lorsque les seuils prédéfinis seront atteints, sur la durée précisée dans l'entente de règlement.
- 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 43 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2022 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

14. 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)	2022		2021	
	Dollars canadiens	Dollars américains	Dollars canadiens	Dollars américains
Columbia Pipeline Group, Inc.	9 948	7 351	9 303	7 351
ANR	2 634	1 946	2 464	1 946
Great Lakes	165	122	725	573
North Baja	65	48	61	48
Tuscarora	31	23	29	23
	12 843	9 490	12 582	9 941

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 2021	12 679
Variations des taux de change	(97)
Solde au 31 décembre 2021 ¹	12 582
Charge de dépréciation de Great Lakes	(571)
Variations des taux de change	832
Solde au 31 décembre 2022¹	12 843

1 Représente le montant brut de l'écart d'acquisition au 31 décembre 2022 se chiffrant à 14 578 millions de dollars (13 746 millions de dollars en 2021), déduction faite de la dépréciation cumulée de 1 735 millions de dollars (1 164 millions de dollars en 2021).

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2022, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de toutes les unités d'exploitation sous-jacentes, à l'exception de l'unité d'exploitation ANR. 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.

ANR

La société a choisi de soumettre directement à un test de dépréciation quantitatif annuel l'écart d'acquisition de 2 634 millions de dollars (1 946 millions de dollars US) afférent à l'unité d'exploitation ANR en date du 31 décembre 2022, en raison du temps qui s'est écoulé depuis le dernier test effectué en date du 31 décembre 2016 et de la conclusion du règlement de principe visant ANR en 2022. Il a été établi que la juste valeur d'ANR dépassait sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2022.

Great Lakes

Au cours du premier trimestre de 2022, TC Énergie a choisi de saisir une occasion imprévue de prolonger les tarifs avec recours existants de Great Lakes. Cela a incité la société à réévaluer l'incidence du maintien des tarifs avec recours au niveau actuel plutôt qu'à aller de l'avant avec le processus de dossier tarifaire précédemment présumé de Great Lakes en 2022.

Le 18 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. Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes. Les tarifs avec recours étant maintenus au niveau actuel pour les trois prochaines années, les attentes en matière de passation de contrats, de possibilités de croissance et d'autres occasions à court terme sur les plans commerciaux et réglementaires ont subi une incidence négative.

La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses au moyen d'une analyse 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 estimée 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) au titre du secteur des gazoducs aux 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 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2021). 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 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. 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. 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 annoncé le déploiement d'un programme de sortie d'actifs qui pourrait viser la cession d'unités d'exploitation ou de parties de celles-ci. 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. Ces cessions pourraient porter sur des actifs comportant un écart d'acquisition. 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.

15. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Actifs d'impôts reportés (note 19)	1 070	509
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 27)	563	312
Actifs de contrat à long terme (note 5)	355	249
Recouvrement de la provision environnementale liée à Keystone (note 17)	240	—
Projets d'investissement en cours d'aménagement	99	42
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 28)	91	48
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 6)	44	50
Autres	323	193
	2 785	1 403

16. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2022		2021	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
Canada ¹	5 971	4,9 %	4 953	0,4 %
États-Unis (néant en 2022; 54 \$ US en 2021)	—	—	68	0,3 %
Mexique (215 \$ US en 2022; 115 \$ US en 2021) ²	291	6,0 %	145	1,7 %
	6 262		5 166	

- 1 Au 31 décembre 2022, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens totalisant 2 810 millions de dollars (1 989 millions de dollars en 2021) et des billets libellés en dollars US d'un montant de 2 336 millions de dollars US (2 341 millions de dollars US en 2021).
- 2 Des montants peuvent être prélevés en pesos mexicains ou en dollars US sur la facilité de crédit de premier rang, renouvelable, non garantie et à vue contractée par la filiale mexicaine de la société jusqu'à concurrence du total de la facilité, soit 5,0 milliards de pesos mexicains ou l'équivalent en dollars US.

Le 22 novembre 2022, TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») a contracté un emprunt à terme non garanti de premier rang de 1,5 milliard de dollars de 364 jours, portant intérêt à un taux variable. Aux 31 décembre 2022 et 2021, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés par TCPL au Canada, par TransCanada Pipeline USA Ltd. (« TCPL USA ») aux États-Unis et par une filiale mexicaine en propriété exclusive au Mexique.

Au 31 décembre 2022, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,9 milliards de dollars (12,4 milliards de dollars en 2021). 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			2022		2021
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)			Total des facilités	Capacité inutilisée ¹	Total des facilités
Emprunteurs	Objet	Échéance			
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogéables²					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2027	3,0	1,7	3,0
TCPL/TCPL USA/Columbia/TransCanada American Investments Ltd.	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2023	3,0 US	0,6 US	4,5 US
TCPL/TCPL USA/Columbia/TransCanada American Investments Ltd.	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2025	2,5 US	2,5 US	1,0 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue²					
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	2,1 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	0,8 MXN	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 2022, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives de nature financière.
- 3 Ou l'équivalent en dollars américains.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 14 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (17 millions de dollars en 2021; 21 millions de dollars en 2020).

17. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Fournisseurs	4 330	4 183
Juste valeur des contrats dérivés (note 28)	871	221
Provision environnementale liée à Keystone	650	—
Apport contractuel à Coastal GasLink (notes 7, 11 et 32)	537	—
Passifs réglementaires (note 13)	273	200
Passifs sur contrats (note 5)	62	90
Titres de catégorie C (note 6)	37	75
Autres	389	330
	7 149	5 099

Provision environnementale liée à Keystone

En décembre 2022, un bris dans le prolongement Cushing du 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 correctives de 650 millions de dollars, avant les indemnités d'assurance attendues et exclusion faite des amendes et pénalités éventuelles, qui ne peuvent être établies à l'heure actuelle. Ce montant représente les coûts estimatifs, établis par la société, des activités liées aux interventions d'urgence, aux mesures environnementales correctives et au nettoyage nécessaires pour restaurer entièrement le site; ce montant a été comptabilisé sur une base non actualisée. La détermination du montant s'appuie sur certaines hypothèses telles que l'étendue des travaux de restauration, qui peuvent être assujettis à une révision dans des périodes futures, ce qui pourrait modifier ce montant. Par conséquent, il est raisonnablement possible que la société engagera des coûts au-delà du montant comptabilisé. TC Énergie a comptabilisé le coût estimatif minimal des mesures environnementales correctives. Toutefois, elle n'est pas en mesure actuellement d'estimer quels sont les coûts maximaux.

TC Énergie a souscrit des polices d'assurance adéquates et il est probable que la majeure partie des coûts estimatifs des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes souscrites par la société. Cette dernière a comptabilisé un actif de 410 millions de dollars dans les autres actifs à court terme et un actif de 240 millions de dollars dans les autres actifs à long terme, ce qui représente le recouvrement attendu des coûts estimatifs des mesures environnementales correctives. Les montants estimatifs assurés devant être recouverts auprès des assureurs sont présentés dans le même poste que les coûts des mesures environnementales correctives à l'état des résultats. Si des coûts devaient être engagés en sus des montants comptabilisés, ils seront évalués en fonction des polices d'assurance existantes de la société. TC Énergie s'attend à ce que les travaux de restauration soient pratiquement terminés au cours de l'année.

18. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 10)	379	380
Juste valeur des contrats dérivés (note 28)	151	47
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 27)	111	174
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	79	61
Passifs sur contrats à long terme (note 5)	32	184
Autres	265	213
	1 017	1 059

19. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Canada	(2 154)	(292)	691
Pays étrangers	3 528	2 458	4 416
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 374	2 166	5 107

Charge d'impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Exigibles			
Canada	43	29	(54)
Pays étrangers	372	276	306
	415	305	252
Reportés			
Canada	(467)	(327)	(224)
Pays étrangers	641	142	166
	174	(185)	(58)
Charge d'impôts	589	120	194

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 374	2 166	5 107
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	23,0 %	23,0 %	24,0 %
Charge d'impôts prévue	316	498	1 226
Différence des taux d'imposition étrangers	(271)	(230)	(258)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(174)	(139)	(228)
Bénéfice tiré des participations sans contrôle et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(54)	(70)	(141)
Provision pour moins-value (reprise)	199	(8)	(400)
(Gains) en capital non imposables et pertes	173	—	(62)
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	196	—	—
Impôt minimum aux États-Unis	96	—	—
Perte de valeur de l'écart d'acquisition non déductible	91	—	—
Incidence des ajustements liés à l'inflation au Mexique	24	32	7
Autres	(7)	37	50
Charge d'impôts	589	120	194

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	1 519	1 163
Montants reportés réglementaires et autres	571	537
Pertes de change latentes sur la dette à long terme	333	130
Autres	193	46
	2 616	1 876
Moins : provision pour moins-value	640	229
	1 976	1 647
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	6 686	5 616
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 152	1 219
Impôts sur les besoins en produits futurs	397	333
Instruments financiers	126	—
Autres	193	112
	8 554	7 280
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 578	5 633

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à long terme (note 15)	1 070	509
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	7 648	6 142
Montant net des passifs d'impôts reportés	6 578	5 633

Au 31 décembre 2022, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 5 429 millions de dollars (4 067 millions de dollars en 2021) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2042. La société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffrant à 251 millions de dollars (21 millions de dollars en 2021) 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 de 126 millions de dollars en Ontario (113 millions de dollars en 2021), qui échoient de 2026 à 2042. Au 31 décembre 2022, la société n'a constaté aucun avantage découlant des crédits d'impôts minimum des sociétés de 22 millions de dollars (néant en 2021).

Au 31 décembre 2022, la société a utilisé en totalité l'économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes (446 millions de dollars US en 2021) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis.

Au 31 décembre 2022, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 69 millions de dollars US (10 millions de dollars US en 2021) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2032.

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 640 millions de dollars et de 229 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement aux 31 décembre 2022 et 2021. 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 latentes sur la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP. Au 31 décembre 2022, la société a comptabilisé une provision pour moins-value de 173 millions de dollars 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 2022. 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 2022, 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.

Au 31 décembre 2020, la société avait comptabilisé un montant de 400 millions de dollars afférent à des reprises sur la provision pour moins-value principalement en raison de la décision définitive de poursuivre la construction de l'oléoduc Keystone XL, de la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario et de la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario et celle de la participation dans le gazoduc Coastal GasLink.

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 1 216 millions de dollars au 31 décembre 2022 (896 millions de dollars en 2021).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2022, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 394 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 371 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2021; versements de 252 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2020).

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)	2022	2021	2020
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	80	52	29
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	6	5	26
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	—	(1)	(2)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	7	26	1
Caducité des délais de prescription	(2)	(2)	(2)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	91	80	52

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 2022 comprend un montant de 6 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (1 million de dollar en 2021; 4 millions de dollars en 2020). Au 31 décembre 2022, la société avait constaté 18 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (12 millions de dollars en 2021; 11 millions de dollars en 2020). 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 2022, 2021 et 2020 et les pénalités étaient de néant aux 31 décembre 2022, 2021 et 2020.

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 2014 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 2014 inclusivement, sauf comme il est décrit ci-dessous.

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.

20. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2022		2021	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2023 à 2052	13 966	4,5 %	12 491	4,2 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (15 542 \$ US en 2022; 16 542 \$ US en 2021)	2023 à 2049	21 032	4,9 %	20 936	4,8 %
		34 998		33 427	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2022 et 2021)	2023	271	7,9 %	254	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2022 et 2021)	2026	44	7,5 %	41	7,5 %
		919		899	
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.					
Billets de premier rang non garantis ²					
En dollars US (1 500 \$ US en 2022 et 2021)	2025 à 2045	2 030	4,9 %	1 898	4,9 %
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 172 \$ US en 2022; 372 \$ US en 2021)	2024 à 2037	1 587	4,1 %	472	5,3 %
TC PIPELINES, LP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (850 \$ US en 2022 et 2021)	2025 à 2027	1 150	4,2 %	1 076	4,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2022 et 2021)	2030 à 2035	440	4,3 %	411	4,3 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2022 et 2021)	2030 à 2031	338	2,8 %	316	2,8 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (146 \$ US en 2022; 167 \$ US en 2021)	2028 à 2030	198	7,6 %	211	7,6 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (34 \$ US en 2022; 36 \$ US en 2021)	2024	46	6,5 %	46	1,3 %
		41 706		38 756	
Tranche à court terme de la dette à long terme		(1 898)		(1 320)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(239)		(243)	
Ajustements de la juste valeur ³		76		148	
		39 645		37 341	

- 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 Certaines filiales de Columbia ont garanti les remboursements du capital des billets de premier non garantis de Columbia. Chacun des garants des obligations de Columbia est tenu de se conformer aux clauses restrictives en vertu de l'acte régissant la dette. En cas de défaut, les garants seraient obligés de rembourser le capital et les intérêts.
- 3 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 140 millions de dollars (148 millions de dollars en 2021) afférent à l'acquisition de Columbia Pipeline Group Inc. Ces ajustements tiennent compte également d'une diminution de 64 millions de dollars (néant en 2021) attribuable au risque de taux d'intérêt couvert. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2022, 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)	2023	2024	2025	2026	2027
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 898	2 782	2 827	2 278	3 113

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 2022 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 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 % ¹
	Avril 2020	Billets de premier rang non garantis	Avril 2030	1 250 US	4,10 %
	Avril 2020	Billets à moyen terme	Avril 2027	2 000	3,80 %
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 %
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	Octobre 2030	125 US	2,84 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2021	Emprunt à terme non garanti	Août 2024	13 US	Variable
FILIALES DE KEYSTONE XL²					
	Divers	Facilité de crédit liée au projet	Juin 2021	849 US	Variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.³					
	Janvier 2021	Emprunt à terme non garanti	Juin 2022	4 040 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	175 US	3,12 %
COASTAL GASLINK PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP⁴					
	Avril 2020	Facilités de crédit garanties de premier rang	Avril 2027	1 603	Variable

1 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 4,186 %.

2 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 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

3 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.

4 En avril 2020, Coastal GasLink LP a conclu des facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties. En mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal Gaslink LP et comptabilisé par la suite sa participation résiduelle de 35 % selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink LP a effectué un prélèvement initial de 1,6 milliard de dollars sur les facilités de crédit, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

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 2022 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	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	Débetures	400 US	9,875 %
	Novembre 2020	Débetures	250 US	11,80 %
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	3,80 %
	Mars 2020 ¹	Billets de premier rang non garantis	750 US	4,60 %
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti ²	4 040 US	Variable
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	3,30 %
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	9,625 %
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
	Octobre 2020	Facilité d'emprunt non garantie	99 US	Variable
FILIALES DE KEYSTONE XL³				
	Juin 2021	Facilité de crédit liée au projet	849 US	Variable
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	100 US	5,29 %

1 Des frais d'émission connexes non amortis relatifs à la dette de 8 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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 connexes non amortis relatifs à la dette 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 6 « 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)	2022	2021	2020
Intérêts sur la dette à long terme	1 883	1 841	1 963
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	543	453	470
Intérêts sur la dette à court terme	153	10	46
Intérêts capitalisés	(27)	(22)	(294)
Amortissement et autres charges financières ¹	36	78	43
	2 588	2 360	2 228

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 2 478 millions de dollars en 2022 (2 299 millions de dollars en 2021; 2 203 millions de dollars en 2020) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

21. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2022		2021	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % ²	2067	1 353	6,2 %	1 265	4,0 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,875 % ^{3,4}	2075	1 015	7,4 %	949	5,0 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,125 % ^{3,4}	2076	1 624	8,0 %	1 519	5,8 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % ^{3,4}	2077	2 030	7,1 %	1 899	4,7 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % ^{3,4}	2077	1 500	6,8 %	1 500	4,5 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % ^{3,4}	2079	1 488	7,6 %	1 392	5,4 %
Billets d'un montant de 500 \$ émis en 2021, à 4,45 % ^{3,5}	2081	500	5,7 %	500	4,0 %
Billets d'un montant de 800 \$ US émis en 2022, à 5,85 % ^{3,5}	2082	1 083	7,2 %	—	—
		10 593		9 024	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		(98)		(85)	
		10 495		8 939	

- 1 Le taux d'intérêt effectif est obtenu en actualisant les paiements d'intérêts futurs prévus à l'aide du taux d'intérêt nominal et des ajustements de taux futurs estimatifs, lesquels sont ajustés pour tenir compte des frais d'émission et des escomptes.
- 2 En 2007, les billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1 milliard de dollars US ont été émis au taux fixe de 6,35 % et convertis en 2017 à un taux variable qui est ajusté chaque trimestre au TIOL de trois mois majoré de 2,21 %.
- 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.

22. PERTE (GAIN) DE CHANGE, MONTANT NET

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
Instrumentes dérivés détenus à des fins de transaction (note 28)	151	(37)	(93)
Autres	34	27	65
	185	(10)	(28)

23. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

TC PipeLines, LP

Acquisition

En décembre 2020, la société a conclu une entente définitive et un plan de fusion concernant le rachat de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui ne sont pas détenues en propriété effective par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie. À la clôture de la transaction le 3 mars 2021, 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

Antérieurement à l'acquisition susmentionnée conclue le 3 mars 2021, les participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP étaient de 74,5 % (74,5 % en 2020). Après cette acquisition, la participation sans contrôle restante figurant au bilan consolidé se rapporte à la participation de 61,7 % de la société dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS »), société détenue par TC PipeLines, LP.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats s'établit comme suit :

exercices clos les 31 décembre	2022	2021	2020
(en millions de dollars canadiens)			
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	—	60	284
Participation sans contrôle dans PNGTS	37	30	23
Participation sans contrôle rachetable (note 6)	—	1	(10)
	37	91	297

24. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2020	938 400	24 387
Exercice d'options	1 664	101
En circulation au 31 décembre 2020	940 064	24 488
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 23)	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

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 d'autres actions ordinaires de TC Énergie. À compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022, la société a rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 %. Pour les dividendes déclarés du 1^{er} janvier 2020 au 27 juillet 2022, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD 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 23 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

Programme d'émission d'actions au cours du marché de Corporation TC Énergie

En décembre 2020, la société a mis sur pied un programme au cours du marché (« programme ACM ») qui lui permettait d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York ou de tout autre marché boursier sur lequel les actions ordinaires de TC Énergie sont négociées au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, qui a été en vigueur pour une période de 25 mois, a été utilisé pour la gestion de la structure du capital de la société. Dans le cadre de ce programme, la société pouvait émettre jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains d'actions ordinaires. Le programme ACM a pris fin en janvier 2023 sans qu'aucune action ordinaire n'ait été émise aux termes de celui-ci.

Bénéfice net par action de base et dilué

Le bénéfice net par action ordinaire est calculé en divisant le bénéfice net 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, après le 27 juillet 2022, des actions ordinaires pouvant être émises sur le capital autorisé en vertu du RRD.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	2022	2021	2020
De base	995	973	940
Dilué	996	974	940

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 2022	7 769	61,29 \$	
Attribution	1 396	66,49 \$	
Exercice	(2 830)	58,09 \$	
Extinction/expiration	(226)	63,96 \$	
En cours au 31 décembre 2022	6 109	63,86 \$	4,4
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2022	3 175	63,13 \$	3,4

Au 31 décembre 2022, 3 656 518 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	2022	2021	2020
Juste valeur moyenne pondérée	8,24 \$	7,39 \$	7,73 \$
Durée prévue (en années) ¹	5,4	5,4	5,7
Taux d'intérêt	1,6 %	0,5 %	1,5 %
Volatilité ²	22 %	25 %	17 %
Rendement de l'action	5,5 %	6,0 %	4,2 %

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 10 millions de dollars en 2022 (12 millions de dollars en 2021; 12 millions de dollars en 2020). Au 31 décembre 2022, 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 1,9 an.

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2022	2021	2020
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	33	28	31
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	89	110	101
Total des actions aux droits acquis	1,6 million	1,9 million	2,0 millions

Au 31 décembre 2022, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées et celle du total des options en cours étaient toutes deux inférieures à 1 million de dollars.

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.

25. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2022	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		
							2022	2021	2020
							(en millions de dollars canadiens)		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	14 577	3,479 %	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	1,694 %	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	1,949 % ⁵	0,48725 \$	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 6	294	294	310
Série 6	1 929	Variable ⁴	Variable	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 5	48	48	32
Série 7	24 000	3,903 %	0,97575 \$	25,00 \$	30 avril 2024	Série 8	589	589	589
Série 9	18 000	3,762 %	0,9405 \$	25,00 \$	30 octobre 2024	Série 10	442	442	442
Série 11	10 000	3,351 %	0,83775 \$	25,00 \$	28 novembre 2025	Série 12	244	244	244
Série 13	—	—	—	—	—	—	—	—	493
Série 15	—	—	—	—	—	—	—	988	988
							2 499	3 487	3 980

- 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.
- 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).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- Le taux variable des dividendes trimestriels est de 6,053 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 30 décembre 2022 au 31 mars 2023, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 5,413 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 30 décembre 2022 au 31 mars 2023, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 5,192 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2022 au 30 janvier 2023, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- Le taux fixe des dividendes a diminué passant de 2,263 % à 1,949 % 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.

En juin 2020, 401 590 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 865 362 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

26. 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 2022 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) 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 de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	63	(21)	42
Gains et pertes actuariels latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	81	(18)	63
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels 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 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
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 de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	68	(13)	55
Gains et pertes actuariels latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	208	(50)	158
Reclassement dans le bénéfice net de gains et 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

exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(647)	38	(609)
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	(771)	188	(583)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	649	(160)	489
Gains et pertes actuariels latents au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	15	(3)	12
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	23	(6)	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(373)	93	(280)
Autres éléments du résultat étendu	(1 056)	138	(918)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, 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 ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2020	(730)	(58)	(314)	(457)	(1 559)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(543)	(567)	12	(292)	(1 390)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	482	17	11	510
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(543)	(85)	29	(281)	(880)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2020	(1 273)	(143)	(285)	(738)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(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 ³	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 reclassement ²	1 450	(39)	63	870	2 344
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ⁴	—	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

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 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 gains liés aux participations sans contrôle de 8 millions de dollars (pertes de 12 millions de dollars en 2021; pertes de 30 millions de dollars en 2020), de gains de néant (gains de 1 million de dollars en 2021; pertes de 16 millions de dollars en 2020) et de gains de néant (gains de 1 million de dollars en 2021; gains de 1 million de dollars en 2020), respectivement.
- 3 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 23 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.
- 4 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 84 millions de dollars (64 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2022. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Les reclassements hors du cumul des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé 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
	2022	2021	2020	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(47)	(22)	(1)	Produits (Énergie et solutions énergétiques)
Taux d'intérêt	(16)	(46)	(28)	Intérêts débiteurs
Taux d'intérêt	—	—	(613)	Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs ²
	(63)	(68)	(642)	Total avant les impôts
	21	13	160	Charge d'impôts
	(42)	(55)	(482)	Déduction faite des impôts ³
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement des pertes actuarielles	(11)	(22)	(23)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴
Gain sur règlement	2	2	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁴
	(9)	(20)	(23)	Total avant les impôts
	3	6	6	Charge d'impôts
	(6)	(14)	(17)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	4	(37)	(15)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	(1)	9	4	Charge d'impôts
	3	(28)	(11)	Déduction faite des impôts

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

2 Représente une perte de 613 millions de dollars (459 millions de dollars, déduction faite des impôts) liée à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé dans le cadre de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite d'une participation sans contrôle de néant (néant en 2021; pertes de 7 millions de dollars en 2020).

4 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 27 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

27. 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 années de service consécutives. Depuis le 1^{er} janvier 2019, certaines modifications ont été apportées au régime PD canadien pour les nouveaux participants selon lesquelles, ultérieurement à cette date, les prestations versées à ces nouveaux participants sont fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur cinq années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation pour les employés embauchés avant le 1^{er} janvier 2019. Le 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 2022 (dix ans en 2021; neuf ans en 2020).

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 2022 (11 ans en 2021 et en 2020). En 2022, la société a passé en charges un montant de 64 millions de dollars (58 millions de dollars en 2021 et en 2020) 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	2022	2021	2020
(en millions de dollars canadiens)			
Régimes PD	78	105	124
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	8	9
Régimes d'épargne et CD	64	58	58
	150	171	191

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. Outre les cotisations en trésorerie susmentionnées, en 2022, aucune lettre de crédit additionnelle n'a été fournie pour le régime PD canadien en 2022 (20 millions de dollars en 2021; 13 millions de dollars en 2020). Les lettres de crédit fournies pour le régime PD canadien au 31 décembre 2022 ont totalisé 322 millions de dollars.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2022, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2023.

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 transférés.

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 d'avantages postérieurs au départ à la retraite 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 d'avantages postérieurs au départ à la retraite, 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 d'avantages postérieurs au départ à la retraite, le coût net des avantages n'ayant fait l'objet d'aucun ajustement en 2021.

La situation de capitalisation de la société aux 31 décembre 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	
	2022	2021	2022	2021
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	4 027	4 326	419	457
Coût des services rendus	145	171	5	6
Coût financier	125	119	13	12
Cotisations des employés	6	6	2	1
Prestations versées	(324)	(372)	(24)	(21)
Gain actuariel	(949)	(208)	(120)	(35)
Compression	—	(5)	—	3
Variations du taux de change	51	(10)	15	(4)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 081	4 027	310	419
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	4 145	4 038	431	441
Rendement réel des actifs des régimes	(483)	376	(89)	5
Cotisations de l'employeur ²	78	105	8	8
Cotisations des employés	6	6	2	1
Prestations versées	(324)	(372)	(24)	(21)
Variations du taux de change	59	(8)	26	(3)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 481	4 145	354	431
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	400	118	44	12

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 À l'exclusion d'une lettre de crédit de néant (20 millions de dollars en 2021) fournie pour le régime PD canadien aux fins de capitalisation.

Le gain actuariel réalisé en ce qui a trait à l'obligation au titre des régimes à prestations déterminées est imputable essentiellement à une augmentation du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 3,05 % en 2021 à 5,15 % en 2022.

Le gain actuariel réalisé en ce qui a trait à l'obligation au titre des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'explique avant tout par une augmentation du taux d'actualisation moyen pondéré qui est passé de 3,10 % en 2021 à 5,45 % en 2022.

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	
	2022	2021	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à long terme (note 15)	400	119	163	193
Créditeurs et autres	—	—	(8)	(8)
Autres passifs à long terme (note 18)	—	(1)	(111)	(173)
	400	118	44	12

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	
	2022	2021	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)				
Obligation au titre des prestations projetées ¹	—	(2 687)	(119)	(183)
Actifs des régimes à la juste valeur	—	2 686	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	—	(1)	(119)	(183)

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	2022	2021
(en millions de dollars canadiens)		
Obligation au titre des prestations constituées	(2 880)	(3 714)
Actifs des régimes à la juste valeur	3 481	4 145
Situation de capitalisation – Excédent des régimes	601	431

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 2022 et au 31 décembre 2021.

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
	2022	2021	2022
Titres à revenu fixe	38 %	34 %	25 % à 50 %
Titres de participation	44 %	53 %	30 % à 55 %
Autres placements	18 %	13 %	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)	2022	2021	Pourcentage des actifs des régimes	
			2022	2021
Titres à revenu fixe	7	7	0,2 %	0,2 %
Titres de participation	3	5	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 d'avantages postérieurs au départ à la retraite 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 28 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	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	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	55	68	1	2	—	—	56	70	1	2
Titres de participation :										
Canada	117	269	—	148	—	—	117	417	3	9
États-Unis	897	649	—	164	—	—	897	813	24	18
International	172	126	172	354	—	—	344	480	9	10
Mondial	—	111	75	313	—	—	75	424	2	9
Marchés émergents	50	25	127	120	—	—	177	145	5	3
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	221	226	—	—	221	226	6	5
Provincial	—	—	249	331	—	—	249	331	6	7
Municipal	—	—	12	16	—	—	12	16	—	—
Entreprises	—	—	108	147	—	—	108	147	3	4
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	177	433	158	15	—	—	335	448	9	10
Municipal	—	—	1	1	—	—	1	1	—	—
Entreprises	345	67	94	143	—	—	439	210	11	5
International :										
Gouvernements	5	6	6	7	—	—	11	13	—	—
Entreprises	—	—	58	73	—	—	58	73	1	2
Titres adossés à des créances immobilières	36	42	1	5	—	—	37	47	1	1
Contrats à terme nets	—	—	(78)	—	—	—	(78)	—	(2)	—
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	336	283	336	283	9	6
Infrastructure	—	—	—	—	296	281	296	281	8	6
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	—	1	—	1	—	—
Dépôts	144	150	—	—	—	—	144	150	4	3
	1 998	1 946	1 205	2 065	632	565	3 835	4 576	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 les impôts)	
Solde au 31 décembre 2020	417
Achats et ventes	100
Gains réalisés et latents	48
Solde au 31 décembre 2021	565
Achats et ventes	52
Gains réalisés et latents	15
Solde au 31 décembre 2022	632

Les cotisations prévues de la société au titre de la capitalisation des régimes PD pour 2023 sont d'environ 32 millions de dollars, alors que les cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sont de 6 millions de dollars et celles des régimes d'épargne et des régimes CD sont d'environ 69 millions de dollars. La société ne prévoit pas fournir de lettres de crédit pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité.

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

(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2023	210	25
2024	214	24
2025	217	24
2026	221	23
2027	224	23
2028 à 2032	1 160	111

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 2022. 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	
	2022	2021	2022	2021
Taux d'actualisation	5,15 %	3,05 %	5,45 %	3,10 %
Taux de croissance de la rémunération	3,30 %	2,95 %	—	—

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		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Taux d'actualisation	3,05 %	2,70 %	3,20 %	3,10 %	2,80 %	3,35 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,10 %	6,15 %	6,40 %	3,25 %	3,00 %	3,50 %
Taux de croissance de la rémunération	3,00 %	2,60 %	3,00 %	—	—	—

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 catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 6,10 % pour 2023. 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		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Coût des services rendus ¹	145	171	155	5	6	6
Autres composantes du coût net des prestations ¹						
Coût financier	125	119	133	13	12	14
Rendement prévu des actifs des régimes	(239)	(234)	(230)	(14)	(13)	(14)
Amortissement de la perte actuarielle	10	23	21	1	2	2
Amortissement de l'actif réglementaire	12	27	25	1	2	2
Gain sur compression	—	(5)	—	—	—	—
Gain sur règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	(2)	(2)	—	—	—	—
	(94)	(72)	(51)	1	3	4
Coût net des prestations constaté	51	99	104	6	9	10

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022		2021		2020	
	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	38	24	147	5	358	22

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022		2021		2020	
	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 de la perte nette reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net	(10)	(1)	(23)	(2)	(21)	(2)
Compression	—	—	—	3	—	—
Règlement	2	—	2	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(101)	20	(190)	(18)	(18)	3
	(109)	19	(211)	(17)	(39)	1

28. 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 changements climatiques pourraient aussi avoir des conséquences financières touchant les prix et les volumes des produits de base. TC Énergie gère son exposition au risque lié 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. Par ailleurs, le processus de planification à long terme de la société prévoit aussi l'établissement de scénarios fondés sur différentes perspectives au chapitre de la demande et la surveillance des principaux signaux.

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. Dans le cas des relations de couverture admissibles touchées par le retrait attendu de certains taux d'intérêt de référence, la société a appliqué une mesure de simplification facultative qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser; par conséquent, ces changements ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Modifications comptables » pour un complément d'information sur la réforme des taux d'intérêt de référence.

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 alors que la monnaie fonctionnelle des activités que TC Énergie exerce au Mexique est le dollar américain. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars américains; 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 de l'impôt 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. Cette exposition s'accroît du fait que les actifs et passifs monétaires libellés en dollars américains de la société au Mexique augmentent. Ces expositions sont gérées au moyen d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Investissement net dans des établissements étrangers

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

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)	2022		2021	
	Juste valeur ^{1, 2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1, 2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2023 à 2024)	(22)	3 600 US	(4)	3 800 US
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2023 à 2025) ³	(5)	300 US	23	400 US
	(27)	3 900 US	19	4 200 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 de 2022 comprend des gains réalisés nets de 1 million de dollars (gains de 1 million de dollars en 2021) 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 américains désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2022	2021
Montant nominal	32 500 (24 000 US)	30 700 (24 200 US)
Juste valeur	30 800 (22 700 US)	35 500 (28 100 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, les prêts, l'investissement net dans des contrats de location et les actifs sur contrats.

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.

La société a comptabilisé une provision de 149 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (néant en 2021 et en 2020) relativement à l'investissement net dans des contrats de location associés aux gazoducs de TGNH mis en service ainsi qu'une provision de 14 millions de dollars (néant en 2021 et en 2020) 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 2022 et 2021, aucune perte sur créances importante. Aux 31 décembre 2022 et 2021, 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.

Instrument 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 prêts à des sociétés liées, les autres actifs à court terme, les prêts à long terme à des sociétés liées, 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.

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 est égale à la juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022		2021	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme (note 20) ^{1,2}	(41 543)	(39 505)	(38 661)	(45 615)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 21)	(10 495)	(9 415)	(8 939)	(9 236)
	(52 038)	(48 920)	(47 600)	(54 851)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 1,6 milliard de dollars US (néant en 2021) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net pour 2022 comprend des gains latents de 64 millions de dollars (néant en 2021) 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 1,6 milliard de dollars US au 31 décembre 2022 (néant en 2021). 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 des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2022		2021	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Juste valeur des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	—	54	—	26
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	106	8	107
Échéant entre 5 et 10 ans	1 153	—	1 150	—
Échéant à plus de 10 ans	77	—	84	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	749	—	817	—
	1 979	160	2 059	133

- 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 (en millions de dollars canadiens)	2022		2021		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
(Pertes nettes latentes) gains nets latents	(244)	(7)	45	(2)	130	1
(Pertes nettes réalisées) gains nets réalisés ³	(32)	—	3	—	20	1

- 1 Les gains et les pertes 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 d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires.
- 2 Les gains et les pertes au titre des autres placements restreints sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres de l'état consolidé des résultats.
- 3 Les gains et les pertes réalisés sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

Instrumentes 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 sur produits de base a été calculée à l'aide de cours du marché lorsqu'ils sont disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes latents sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture ou ils ne sont pas désignés en tant que couverture. Ils sont donc inscrits à leur juste valeur. Les variations de la juste valeur sont quant à elles imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. 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 instruments 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 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 censés être remboursés ou recouverts au moyen 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 recouverts auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

au 31 décembre 2022	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
(en millions de dollars canadiens)					
Autres actifs à court terme (note 8)					
Produits de base ²	—	—	—	597	597
Change	—	—	6	11	17
	—	—	6	608	614
Autres actifs à long terme (note 15)					
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 17)					
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 18)					
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.

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

au 31 décembre 2021				
(en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme (note 8)				
Produits de base ²	—	—	122	122
Change	—	10	37	47
	—	10	159	169
Autres actifs à long terme (note 15)				
Produits de base ²	—	—	8	8
Change	—	32	6	38
Taux d'intérêt	2	—	—	2
	2	32	14	48
Total des actifs dérivés	2	42	173	217
Créditeurs et autres (note 17)				
Produits de base ²	(23)	—	(138)	(161)
Change	—	(4)	(46)	(50)
Taux d'intérêt	(10)	—	—	(10)
	(33)	(4)	(184)	(221)
Autres passifs à long terme (note 18)				
Produits de base ²	(4)	—	(6)	(10)
Change	—	(19)	(10)	(29)
Taux d'intérêt	(8)	—	—	(8)
	(12)	(19)	(16)	(47)
Total des passifs dérivés	(45)	(23)	(200)	(268)
Total des dérivés	(43)	19	(27)	(51)

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)	2022	2021	2022	2021
Dettes à long terme	(2 101)	—	64	—

1 Aux 31 décembre 2022 et 2021, 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 présentent comme suit :

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. En 2022, TC Énergie a choisi de présenter les montants nets afin de mieux refléter ses positions de négociation et la façon dont elle gère ses activités.

au 31 décembre 2021	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	490	(52)	4	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	6 636	650
Millions de pesos mexicains	—	—	—	5 500	—
Dates d'échéance	2022-2026	2022-2027	2022	2022-2026	2024-2026

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. En 2022, TC Énergie a choisi de présenter les montants nets afin de mieux refléter ses positions de négociation et la façon dont elle gère ses activités.

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	2022	2021	2020
(en millions de dollars canadiens)			
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹			
Montant des gains (pertes) latents de l'exercice			
Produits de base	14	9	(23)
Change (note 22)	(149)	(203)	126
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	759	287	183
Change (note 22)	(2)	240	(33)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures²			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(73)	(44)	6
Taux d'intérêt	(3)	(32)	(16)

1 Les montants nets des gains et pertes réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente de produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et pertes réalisés et latents sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus au poste « (Perte) gain de change, montant net ».

2 En 2022, aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte réalisée de 10 millions de dollars en 2021; néant en 2020).

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 26) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2022	2021	2020
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹			
Produits de base	(94)	(35)	(5)
Taux d'intérêt	36	22	(766)
	(58)	(13)	(771)

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

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)	2022	2021	2020
Couvertures de la juste valeur			
Contrats de taux d'intérêt ¹			
Éléments couverts	(30)	—	(3)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	(1)	—	1
Couvertures de flux de trésorerie			
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}			
Contrats sur produits de base ⁴	(47)	(22)	(1)
Contrats de taux d'intérêt ¹	(16)	(46)	(648)

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats, à l'exception d'une perte de 613 millions de dollars inscrite en mai 2020 afférente à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement lié au projet visant la construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé suivant la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP. La perte a été incluse au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs ». Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 26 « 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 affaires 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 2022 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation ¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	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.

au 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles aux fins de compensation ¹	Montants nets
Actifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	130	(91)	39
Change	85	(54)	31
Taux d'intérêt	2	(1)	1
	217	(146)	71
Passifs liés aux instruments dérivés			
Produits de base	(171)	91	(80)
Change	(79)	54	(25)
Taux d'intérêt	(18)	1	(17)
	(268)	146	(122)

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 a fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 138 millions de dollars et des lettres de crédit de 68 millions de dollars au 31 décembre 2022 (144 millions de dollars et 130 millions de dollars en 2021, respectivement). Au 31 décembre 2022, la société détenait une garantie 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 10 millions de dollars (respectivement de néant et de 6 millions de dollars en 2021).

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 2022, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 19 millions de dollars (5 millions de dollars en 2021), et la société a fourni à ce titre aucune garantie dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2022, 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 lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. 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, est classée comme suit :

au 31 décembre 2022	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	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.

au 31 décembre 2021	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	39	91	—	130
Change	—	85	—	85
Taux d'intérêt	—	2	—	2
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(49)	(116)	(6)	(171)
Change	—	(79)	—	(79)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	(18)
	(10)	(35)	(6)	(51)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2022	2021
Solde au début de l'exercice	(6)	(4)
Pertes nettes comptabilisées dans le bénéfice net	(10)	(3)
Pertes nettes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	(3)	—
Transferts depuis le niveau 3	7	—
Règlements	1	1
Solde à la fin de l'exercice¹	(11)	(6)

¹ Les produits comprennent des pertes latentes de 10 millions de dollars (pertes latentes de 3 millions de dollars en 2021) attribuables à des instruments dérivés de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2022.

29. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021	2020
(Augmentation) diminution des débiteurs	(575)	(925)	129
Augmentation des stocks	(190)	(93)	(55)
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	118	(141)	(221)
(Diminution) augmentation des créditeurs et autres	(83)	890	(162)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	91	(18)	(18)
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(639)	(287)	(327)

30. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – Canada

Coastal GasLink LP

En mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP à des tiers pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 364 millions de dollars avant les impôts (402 millions de dollars après les impôts). Le gain avant les impôts comprenait un montant de 231 millions de dollars en lien avec la réévaluation requise de la participation de 35 % que conserve la société à la juste valeur; cette réévaluation se fonde sur le produit réalisé de la vente de la participation de 65 %. Ce gain tenait également compte du reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice de la juste valeur d'un instrument dérivé servant à couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction de Coastal GasLink. Le gain après les impôts de 402 millions de dollars rendait compte aussi de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé des résultats. Dans le cadre de cette transaction, Coastal GasLink LP avait confié en sous-traitance à TC Énergie la construction et l'exploitation du gazoduc. TC Énergie recourt à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser, dans les états financiers consolidés de la société, sa participation résiduelle de 35 %.

Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink LP a prélevé 1,6 milliard de dollars sur les facilités de crédit garanties pour le financement de projet à long terme, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie.

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 les impôts (19 millions de dollars après les impôts). Le gain avant les 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

TransCanada Turbines Ltd.

En novembre 2020, TC Énergie a acquis la participation résiduelle de 50 % dans TransCanada Turbines Ltd. (« TC Turbines ») pour une contrepartie de 67 millions de dollars US en trésorerie. TC Turbines offre des services de révision des travaux, de réparation, de fourniture de pièces et de maintenance de turbines à gaz industrielles. L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises et l'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge n'a pas donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition. Auparavant, TC Énergie tenait compte de sa participation de 50 % dans TC Turbines selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Elle a toutefois commencé à consolider entièrement les résultats de TC Turbines à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma sur les produits et le bénéfice net de la société pour chacune des périodes n'est pas significative.

Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

En avril 2020, la société a réalisé la vente de ses centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture. La perte totale de 676 millions de dollars avant les impôts (470 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tenait compte des pertes comptabilisées en 2019, alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente, ainsi qu'un ajustement postérieur à la clôture en 2021 et aussi l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. La perte avant les impôts a été prise en compte au poste « Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé des résultats. Cette perte pourrait être encore révisée ultérieurement au moment du règlement des réclamations d'assurance en cours.

31. 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 affaires. Les achats effectués en vertu de ces contrats se sont chiffrés à 362 millions de dollars en 2022 (239 millions de dollars en 2021; 224 millions de dollars en 2020).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire d'une durée de 1 an à 15 ans visant l'achat de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Au 31 décembre 2022, la capacité totale prévue en vertu des CAE était d'environ 1 020 MW, la production étant assujettie à la disponibilité en termes d'exploitation et à des facteurs afférents à la capacité. 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 2022, TC Énergie avait les engagements suivants au titre des dépenses en immobilisations :

- un montant d'environ 1,0 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Canada, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets d'expansion du réseau de gazoducs de NGTL;
- un montant d'environ 0,3 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs aux États-Unis, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoduc d'ANR et de Columbia Gas;
- un montant d'environ 1,7 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Mexique, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés au gazoduc Southeast Gateway;
- un montant d'environ 0,3 milliard de dollars dans son secteur Énergie et solutions énergétiques, se rapportant à la quote-part de la société dans les engagements au titre du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power.

Éventualités

TC Énergie est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2022, la société avait constaté quelque 20 millions de dollars (30 millions de dollars en 2021) 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 cadre de leurs activités courantes. 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 direction estime que leur règlement ultime n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Keystone XL

En septembre 2022, le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (« CIRDI ») a constitué officiellement un tribunal afin de traiter la requête d'arbitrage déposée par TC Énergie en vertu de l'ALENA aux termes de laquelle la société cherche à compenser le préjudice financier de plus de 15 milliards de dollars US causé par la révocation du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Cette requête étant à un stade peu avancé, il est actuellement impossible d'établir à quel moment l'issue sera connue. Les activités d'abandon qui ont débuté en 2022, y compris la sortie d'actifs et la préservation, se poursuivront en 2023. 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.

Garanties

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis 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 (en millions de dollars canadiens)		2022		2021	
		Échéance	Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹
Sur de Texas	prorogeable jusqu'en 2053	100	—	93	—
Bruce Power	prorogeable jusqu'en 2065	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	jusqu'en 2043	81	3	80	4
		269	3	261	4

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

32. 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)	2022	2021
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	60	72
Débiteurs	98	70
Stocks	32	28
Autres actifs à court terme	14	13
	204	183
Immobilisations corporelles	3 997	3 672
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	748	890
Écart d'acquisition	449	421
	5 398	5 166
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	234	232
Intérêts courus	18	17
Tranche à court terme de la dette à long terme	31	29
	283	278
Passifs réglementaires	78	66
Autres passifs à long terme	1	1
Passifs d'impôts reportés	16	13
Dette à long terme	2 136	2 025
	2 514	2 383

EDDV non consolidées

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

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2022	2021
Bilan		
Prêts à des sociétés liées (notes 7 et 12) ¹	—	1
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	5 783	4 493
Coastal GasLink (note 7) ¹	—	386
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres	1 148	1 219
Prêts à long terme à des sociétés liées (note 7)	—	238
Hors bilan²		
Bruce Power ³	2 025	974
Coastal GasLink ⁴	3 300	3 037
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	58	171
Risque maximal de perte	12 314	10 519

- 1 Les soldes avant dépréciation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (2 798 millions de dollars) et les prêts des sociétés liées (250 millions de dollars) au 31 décembre 2022 liés à la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP ont été ramenés à un solde de néant et une perte de valeur a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2022 au poste « Dépréciation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation » à l'état consolidé des résultats.
- 2 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.
- 3 Le 7 mars 2022, la SIERE a vérifié l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power soumis en décembre 2021. Au 31 décembre 2022, le risque maximal englobait les montants devant être investis par TC Énergie aux termes du programme de RCP du réacteur 3 ainsi que l'augmentation attendue des montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs.
- 4 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 restante du prêt subordonné consenti à Coastal GasLink LP jusqu'à l'établissement définitif des coûts. Le montant total consenti aux termes de la convention de prêt subordonné était de 1 262 millions de dollars au 31 décembre 2022 et il augmentera au besoin afin de soutenir les besoins de financement supplémentaire, estimés à 3,3 milliards de dollars, jusqu'à la fin des travaux de construction du gazoduc Coastal GasLink. L'établissement du risque maximal de perte pour la société nécessite une estimation des coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink.

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 7 « Coastal GasLink » pour un complément d'information.

33. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Émission de titres d'emprunt au Mexique

Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit de premier rang non garantie de 500 millions de dollars US. L'emprunt à terme et la facilité renouvelable viennent à échéance en janvier 2028 et portent intérêt à un taux variable.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES ACTIONNAIRES

TC Énergie est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs.
Communiquez avec :

Gavin Wylie

Vice-président, Relations avec les investisseurs

Téléphone : **1-403-920-7911**

Sans frais : **1-800-361-6522**

Courriel : **investor_relations@tcenergy.com**

Site Web : **TCEnergy.com/Investors**

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Actions ordinaires (TSX, NYSE) : TRP

Actions privilégiées (TSX) :

Série 1 : TRP.PR.A

Série 2 : TRP.PR.F

Série 3 : TRP.PR.B

Série 4 : TRP.PR.H

Série 5 : TRP.PR.C

Série 6 : TRP.PR.I

Série 7 : TRP.PR.D

Série 9 : TRP.PR.E

Série 11 : TRP.PR.G

PRENEZ PART À NOS DISCUSSIONS EN LIGNE



Facebook:

@TCEnergyCorporation

Instagram:

@TCEnergy

LinkedIn:

@TC Energy

Twitter:

@TCEnergy

AGENT DES TRANSFERTS

Services aux investisseurs Computershare Inc.

100 University Avenue, 8th Floor
Toronto (Ontario) Canada M5J 2Y1

Téléphone : **1-514-982-7959**

Sans frais : **1-800-340-5024**

Télécopieur : **1-888-453-0330**

Courriel : **tcenergy@computershare.com**

SIÈGE SOCIAL DE LA SOCIÉTÉ

Corporation TC Énergie

450 – 1st Street S.W.

Calgary (Alberta) Canada T2P 5H1



Visitez notre site Web pour plus d'information :
[TCEnergie.com](https://www.tcenergie.com)

Consultez notre rapport annuel en ligne :
[TCEnergie.com/RapportAnnuel](https://www.tcenergie.com/RapportAnnuel)

Imprimé au Canada
Février 2023

