

# 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 2021 et 2020 et met en évidence les changements importants survenus entre 2020 et 2019, 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 2021 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 et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

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

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



**François L. Poirier**  
Président et chef de la direction

Le 14 février 2022



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

# Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

## Aux actionnaires de 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 2021 et 2020, 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 2021, 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 2021 et 2020, 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 2021 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 2021, 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 14 février 2022, 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.

### Indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition

Comme il est mentionné à la note 13 afférente aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition s'élevait à 12 582 millions de dollars au 31 décembre 2021. 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. Exception faite de l'unité d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») pour laquelle la société a opté de soumettre directement l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif, la société n'a procédé qu'à des appréciations qualitatives pour déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur. Les appréciations qualitatives ont été faites en date du 31 décembre 2021.

Nous avons déterminé que l'évaluation des indices qualitatifs de dépréciation de l'écart d'acquisition ou des facteurs qualitatifs constituait une question critique de l'audit. L'appréciation de l'incidence potentielle que ces facteurs qualitatifs peuvent avoir sur la juste valeur d'une unité d'exploitation nécessite l'exercice d'un jugement subjectif de la part de l'auditeur. Les facteurs qualitatifs englobent la conjoncture macroéconomique, les considérations du secteur et du marché, les multiples d'évaluation et taux d'actualisation, les facteurs de coûts, les résultats financiers historiques et prévus, les événements propres aux unités d'exploitation, ce qui a nécessité un degré plus élevé de jugement de la part de l'auditeur pour procéder à l'évaluation. Ces facteurs qualitatifs auraient pu avoir une incidence importante sur l'appréciation qualitative faite par la société et donner lieu à la nécessité éventuelle de soumettre l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette évaluation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés au processus d'appréciation de la société à l'égard de la dépréciation de l'écart d'acquisition, notamment les contrôles qui permettent de déterminer les facteurs qualitatifs potentiels. Nous avons évalué l'appréciation faite par la société des changements liés à des événements propres à l'entité qui ont été relevés par rapport à nos connaissances relatives aux changements liés à des événements propres obtenues dans le cadre d'autres procédures d'audit. Nous avons évalué l'information contenue dans les rapports d'analyse du secteur de l'énergie et des services publics, y compris des prévisions en matière de consommation mondiale d'énergie et de production de gaz naturel, laquelle a été comparée aux considérations du marché et aux considérations géopolitiques utilisées par la société. Nous avons comparé les multiples d'évaluation et taux d'actualisation courants, les facteurs de coûts, les résultats financiers historiques et prévus des unités d'exploitation, dont l'incidence des projets de croissance nouvellement approuvés, par rapport aux hypothèses utilisées dans le cadre des tests de dépréciation quantitatifs de l'écart d'acquisition effectués au cours des périodes précédentes. De plus, nous avons demandé à un professionnel en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ce professionnel nous a aidé :

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

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

Comme il est mentionné à la note 13 afférente aux états financiers consolidés, le solde de l'écart d'acquisition s'élevait à 12 582 millions de dollars au 31 décembre 2021, dont 9 303 millions de dollars se rapportaient à l'unité d'exploitation Columbia. 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 Columbia, la société a opté de soumettre directement l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif à la suite du règlement tarifaire non contesté conclu avec les expéditeurs en 2021. 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).

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation Columbia constituait une question critique de l'audit. Un degré élevé de jugement de la part de l'auditeur a été nécessaire pour procéder à l'évaluation des hypothèses clés. Des variations mineures des hypothèses clés pourraient avoir une incidence importante la détermination, par la société, de la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia. Par ailleurs, les travaux d'audit associés à cette estimation ont nécessité le recours à des compétences et à des connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principale procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés à la question critique de l'audit, notamment les contrôles permettant à la société de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia et 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 tarifaire non contesté conclu avec les expéditeurs en 2021. 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 Columbia en la comparant à des données de marché accessibles au public et à des paramètres d'évaluation pour des entités comparables.

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

Comptables professionnels agréés

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

Calgary, Canada

Le 14 février 2022

# Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

## Aux actionnaires et au conseil d'administration de 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 2021, 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 2021, 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 2021 et 2020, 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 2021, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Notre rapport daté du 14 février 2022 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 annuel 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. N. S. / S. E. N. C. R. L.

Comptables professionnels agréés

Calgary, Canada

Le 14 février 2022

# État consolidé des résultats

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Produits</b> (note 5)			
Gazoducs – Canada	4 519	4 469	4 010
Gazoducs – États-Unis	5 233	5 031	4 978
Gazoducs – Mexique	605	716	603
Pipelines de liquides	2 306	2 371	2 879
Énergie et stockage	724	412	785
	<b>13 387</b>	12 999	13 255
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b> (note 10)	<b>898</b>	1 019	920
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	4 098	3 878	3 913
Achats de produits de base revendus	87	—	365
Impôts fonciers	774	727	727
Amortissement	2 522	2 590	2 464
Charge de dépréciation d'actifs et autres (note 6)	2 775	—	—
	<b>10 256</b>	7 195	7 469
<b>Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente</b> (note 28)	<b>30</b>	(50)	(121)
<b>Charges financières</b>			
Intérêts débiteurs (note 19)	2 360	2 228	2 333
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(267)	(349)	(475)
Intérêts créditeurs et autres	(200)	(213)	(460)
	<b>1 893</b>	1 666	1 398
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>2 166</b>	5 107	5 187
<b>Charge d'impôts</b> (note 18)			
Exigibles	305	252	699
Reportés	(185)	(58)	55
	<b>120</b>	194	754
<b>Bénéfice net</b>	<b>2 046</b>	4 913	4 433
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 21)	91	297	293
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 955</b>	4 616	4 140
Dividendes sur les actions privilégiées	140	159	164
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 815</b>	4 457	3 976
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b> (note 22)			
De base	<b>1,87 \$</b>	4,74 \$	4,28 \$
Dilué	<b>1,86 \$</b>	4,74 \$	4,27 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	<b>3,48 \$</b>	3,24 \$	3,00 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires</b> (en millions) (note 22)			
De base	<b>973</b>	940	929
Dilué	<b>974</b>	940	931

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

## État consolidé du résultat étendu

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>2 046</b>	4 913	4 433
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>			
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	<b>(108)</b>	(609)	(944)
Reclassement dans le bénéfice net de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	—	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	<b>(2)</b>	36	35
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	<b>(10)</b>	(583)	(62)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	<b>55</b>	489	14
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	<b>158</b>	12	(10)
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	<b>14</b>	17	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>535</b>	(280)	(82)
Autres éléments du résultat étendu (note 24)	<b>642</b>	(918)	(1 052)
<b>Résultat étendu</b>	<b>2 688</b>	3 995	3 381
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>81</b>	259	194
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>2 607</b>	3 736	3 187
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>140</b>	159	164
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>2 467</b>	3 577	3 023

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

# État consolidé des flux de trésorerie

<b>exercices clos les 31 décembre</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>			
Bénéfice net	2 046	4 913	4 433
Amortissement	2 522	2 590	2 464
Charge de dépréciation d'actifs et autres (note 6)	2 775	—	—
Impôts reportés (note 18)	(185)	(58)	55
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	(898)	(1 019)	(920)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	975	1 123	1 213
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 25)	(5)	(19)	(45)
(Gain net) perte nette sur les actifs vendus ou destinés à la vente (note 28)	(30)	50	121
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(191)	(235)	(299)
Pertes non réalisées (gains non réalisés) sur les instruments financiers	194	(103)	(134)
Pertes (gains) de change sur un prêt à une société liée (note 11)	41	86	(53)
Autres	(67)	57	(46)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 27)	(287)	(327)	293
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>6 890</b>	<b>7 058</b>	<b>7 082</b>
<b>Activités d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(5 924)	(8 013)	(7 475)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	—	(122)	(707)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 10)	(1 210)	(765)	(602)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	35	3 407	2 398
Prêt à une société liée (note 11)	(239)	—	—
Acquisition	—	(88)	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10)	73	—	186
Paiement au titre d'actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc. (note 28)	—	—	(373)
Montants reportés et autres	(447)	(471)	(299)
<b>Sorties nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(7 712)</b>	<b>(6 052)</b>	<b>(6 872)</b>
<b>Activités de financement</b>			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 003	(220)	1 656
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	10 730	5 770	3 024
Remboursements sur la dette à long terme	(7 758)	(3 977)	(3 502)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	495	—	1 436
Perte sur règlement d'instruments financiers (note 26)	(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	(3 317)	(2 987)	(1 798)
Dividendes sur les actions privilégiées	(141)	(159)	(160)
Distributions aux participations sans contrôle	(74)	(221)	(216)
Distributions sur les titres de catégorie C (note 6)	(16)	—	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	148	91	253
Actions privilégiées rachetées (note 23)	(500)	—	—
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC Pipelines, LP (note 21)	(15)	—	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(88)	(800)	693
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>53</b>	<b>(19)</b>	<b>(6)</b>
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(857)</b>	<b>187</b>	<b>897</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			
Au début de l'exercice	1 530	1 343	446
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			
À la fin de l'exercice	673	1 530	1 343

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



# Bilan consolidé

<b>aux 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)		<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>ACTIF</b>			
<b>Actif à court terme</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		<b>673</b>	1 530
Débiteurs		<b>3 092</b>	2 162
Prêts à des sociétés liées (note 11)		<b>1 217</b>	—
Stocks		<b>724</b>	629
Autres actifs à court terme (note 7)		<b>1 717</b>	880
		<b>7 423</b>	5 201
<b>Immobilisations corporelles</b> (note 8)		<b>70 182</b>	69 775
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b> (note 10)		<b>8 441</b>	6 677
<b>Prêts à long terme à des sociétés liées</b> (note 11)		<b>238</b>	1 338
<b>Placements restreints</b>		<b>2 182</b>	1 898
<b>Actifs réglementaires</b> (note 12)		<b>1 767</b>	1 753
<b>Écart d'acquisition</b> (note 13)		<b>12 582</b>	12 679
<b>Autres actifs à long terme</b> (note 14)		<b>1 403</b>	979
		<b>104 218</b>	100 300
<b>PASSIF</b>			
<b>Passif à court terme</b>			
Billets à payer (note 15)		<b>5 166</b>	4 176
Créditeurs et autres (note 16)		<b>5 099</b>	3 816
Dividendes à payer		<b>879</b>	795
Intérêts courus		<b>577</b>	595
Participation sans contrôle rachetable (note 6)		<b>—</b>	633
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 19)		<b>1 320</b>	1 972
		<b>13 041</b>	11 987
<b>Passifs réglementaires</b> (note 12)		<b>4 300</b>	4 148
<b>Autres passifs à long terme</b> (note 17)		<b>1 059</b>	1 475
<b>Passifs d'impôts reportés</b> (note 18)		<b>6 142</b>	5 806
<b>Dette à long terme</b> (note 19)		<b>37 341</b>	34 913
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b> (note 20)		<b>8 939</b>	8 498
		<b>70 822</b>	66 827
<b>Participation sans contrôle rachetable</b> (note 6)		<b>—</b>	393
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 22)		<b>26 716</b>	24 488
Émises et en circulation :			
	31 décembre 2021 – 981 millions d'actions		
	31 décembre 2020 – 940 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 23)		<b>3 487</b>	3 980
Surplus d'apport		<b>729</b>	2
Bénéfices non répartis		<b>3 773</b>	5 367
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 24)		<b>(1 434)</b>	(2 439)
<b>Participations assurant le contrôle</b>		<b>33 271</b>	31 398
<b>Participations sans contrôle</b> (note 21)		<b>125</b>	1 682
		<b>33 396</b>	33 080
		<b>104 218</b>	100 300

**Engagements, éventualités et garanties** (note 29)

**Entités à détenteurs de droits variables** (note 30)

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

<b>exercices clos les 31 décembre</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Actions ordinaires</b> (note 22)			
Solde au début de l'exercice	24 488	24 387	23 174
Actions émises			
Acquisition de TC Pipelines, LP, déduction faite des coûts de transaction (note 21)	2 063	—	—
Exercice d'options sur actions	165	101	282
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	—	931
Solde à la fin de l'exercice	26 716	24 488	24 387
<b>Actions privilégiées</b> (note 23)			
Solde au début de l'exercice	3 980	3 980	3 980
Rachat d'actions	(493)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	3 487	3 980	3 980
<b>Surplus d'apport</b>			
Solde au début de l'exercice	2	—	17
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 21)	(398)	—	—
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable (note 6)	394	—	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	(6)	2	(17)
Solde à la fin de l'exercice	729	2	—
<b>Bénéfices non répartis</b>			
Solde au début de l'exercice	5 367	3 955	2 773
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 955	4 616	4 140
Dividendes sur les actions ordinaires	(3 409)	(3 045)	(2 794)
Dividendes sur les actions privilégiées	(133)	(159)	(164)
Rachat d'actions privilégiées	(7)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	3 773	5 367	3 955
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b> (note 24)			
Solde au début de l'exercice	(2 439)	(1 559)	(606)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	652	(880)	(953)
Acquisition de TC Pipelines, LP (note 21)	353	—	—
Solde à la fin de l'exercice	(1 434)	(2 439)	(1 559)
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>	<b>33 271</b>	<b>31 398</b>	<b>30 763</b>
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>			
Solde au début de l'exercice	1 682	1 634	1 655
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	90	307	293
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(10)	(38)	(99)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(74)	(221)	(215)
Acquisition de TC Pipelines, LP (note 21)	(1 563)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	125	1 682	1 634
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>33 396</b>	<b>33 080</b>	<b>32 397</b>

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 stockage. 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 40 580 km (25 216 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 50 211 km (31 199 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi<sup>3</sup> 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 2 503 km (1 554 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 stockage

Le secteur de l'énergie et du stockage est principalement constitué des participations de la société dans sept centrales électriques et 118 Gpi<sup>3</sup> d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Ces actifs sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick.

## 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, bien que certaines participations sans contrôle assorties de caractéristiques de rachat soient présentées à titre de capitaux propres mezzanine. TC Énergie suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

## Recours à des estimations et jugements

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

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

- la juste valeur des unités d'exploitation comportant un écart d'acquisition (notes 13 et 28);
- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 28).

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 8);
- déterminer si un contrat contient un contrat de location (note 9);
- la juste valeur des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 10);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 12);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 17);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice, y compris les provisions pour moins-value et les reprises (note 18);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 25);
- la juste valeur des instruments financiers (note 26);
- les provisions au titre des engagements, éventualités et garanties (note 29).

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. 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 »), auparavant l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), de l'Alberta Energy Regulator ou de la British Columbia Oil and Gas Commission. Les gazoducs, les pipelines de liquides et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Au Mexique, les gazoducs réglementés sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TC Énergie, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les actifs réglementaires représentent les coûts qui devraient être recouverts à même les tarifs imputés aux clients dans des périodes futures alors que les passifs réglementaires correspondent aux montants qui devraient être transférés aux clients dans le cadre des mécanismes d'établissement des tarifs futurs. Une activité est admissible à la CATR lorsqu'elle satisfait à trois critères :

- un organisme de réglementation doit fixer ou approuver les tarifs relatifs à des services ou à des activités à tarifs réglementés;
- les tarifs réglementés doivent être fixés dans le but de recouvrer le coût inhérent à la prestation des services ou à la fourniture de produits;

- il est raisonnable de supposer que les tarifs dont les montants permettront de recouvrer ce coût pourront être facturés aux clients (et perçus auprès de ces derniers), compte tenu de la demande des services ou produits et de la concurrence directe et indirecte.

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas aux pipelines de liquides de la société, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ces réseaux n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

### Constatation des produits

La contrepartie totale afférente aux services et aux produits à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Les produits d'exploitation variables de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que ces produits d'exploitation variables font l'objet d'une limitation, car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

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

Les produits tirés 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.

En 2019, TC Énergie a vendu une partie des actifs de Columbia Midstream acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») en 2016. Avant la vente, les produits tirés des services intermédiaires de transport du gaz naturel de la société qui comprennent la collecte, la transformation, le conditionnement, le traitement, la compression et la manutention de liquides provenaient d'engagements contractuels et ils étaient constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. Les services et produits liés aux services intermédiaires de transport du gaz naturel étaient respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société n'a pas pris possession du gaz naturel pour lequel elle fournissait des services intermédiaires. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information sur la vente des actifs de Columbia Midstream.

## **Gazoducs – Mexique**

### ***Ententes de capacité et transport***

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

### ***Autres actifs***

La société s'est engagée par contrat à fournir des services d'exploitation à une entité qu'elle détient partiellement contre des frais constatés au fil du temps à mesure que les services sont fournis. Les services de construction qu'offre la société à cette entité ont été exécutés et les frais d'aménagement connexes ont été comptabilisés.

## **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 stockage**

### ***Électricité***

Les produits de l'entreprise d'énergie et de stockage 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, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et les stocks de combustible, de pétrole brut exclusif en transit et de gaz naturel exclusif stocké, 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 0,6 % à 7 %; 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.

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation de Columbia Midstream étaient inscrites au coût avant qu'elle ne soit vendue en 2019. L'amortissement était calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs étaient prêts pour l'usage auquel ils étaient destinés. Les installations de collecte et de traitement étaient amorties à des taux annuels se situant entre 1,7 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles étaient amorties à divers taux fondés sur leur durée de vie utile estimative. Lorsque ces immobilisations ont été mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe ont été sortis du bilan et les gains ou les pertes ont été constatés dans le bénéfice net. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

### 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 stockage

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur de l'énergie et du stockage 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 du 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 également 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**

#### **Méthode comptable du preneur à bail**

La société détermine si un arrangement constitue un contrat de location à la passation du contrat. 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 les mesures 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 et à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail.

#### **Méthode comptable du bailleur**

La société intervient en tant que bailleur à l'égard de certains contrats, dont des conventions d'achat d'électricité (CAE), qui sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Elle comptabilise en tant que produits les paiements de loyers 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.

La société applique les mesures de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur.

### **Perte de valeur des actifs à long terme**

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles, ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation 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.

## 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.

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 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 justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres.

## 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 provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

## 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

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. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

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 à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits à l'état consolidé des résultats.

## 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'acquies 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 non réalisés sur les titres d'emprunt et les instruments dérivés libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

### **Instrument dérivé 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 recouverts 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 recouverts 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.

### 3. MODIFICATIONS COMPTABLES

#### Modifications de conventions comptables pour 2021

##### Impôts sur le bénéfice

En décembre 2019, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié de nouvelles directives qui simplifient la méthode pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice et apportent des précisions relatives aux directives existantes. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et elles n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

##### Réforme des taux d'intérêt de référence

En raison du retrait attendu du taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») libellé en dollars américains, dont certains paramètres de taux ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet se fera d'ici le milieu de 2023, le FASB a publié de nouvelles directives facultatives en mars 2020 qui ont pour effet d'alléger le fardeau potentiel sur la méthode de comptabilisation résultant de la réforme des taux d'intérêt de référence. Ces nouvelles 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. Chacune des mesures de simplification peut être appliquée en date du 1<sup>er</sup> janvier 2020 jusqu'au 31 décembre 2022. Dans le cas des relations de couverture admissibles qui existaient au 1<sup>er</sup> janvier 2020 et prospectivement, 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. La société a effectué les modifications de système qui s'imposent en vue de faciliter l'adoption des taux d'intérêt de référence standard proposés par le marché. Elle a également terminé l'analyse des contrats touchés par la réforme des taux de référence. La modification de contrats, le cas échéant, prendra effet avant la date du retrait complet fixée au milieu de 2023. 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; toutefois, la société continuera de suivre les faits nouveaux jusqu'à la date de retrait complet.

#### Modifications comptables futures

##### 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 évalue actuellement l'effet de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé leur incidence sur ses états financiers consolidés.

##### Actifs sur contrat et passifs sur contrat 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 contrat et passifs sur contrat 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 contrat et les passifs sur contrat conformément aux directives relatives aux produits tirés de contrats conclus avec des clients. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> 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 évalue actuellement le moment où ces directives pourraient être adoptées.

#### 4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social <sup>1</sup>	Total
Produits	4 519	5 233	605	2 306	724	—	13 387
Produits intersectoriels	—	145	—	—	14	(159) <sup>2</sup>	—
	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 <sup>3</sup>	898
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 567)	(1 393)	(55)	(700)	(455)	72 <sup>2</sup>	(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
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>1 449</b>	<b>3 071</b>	<b>557</b>	<b>(1 600)</b>	<b>628</b>	<b>(46)</b>	<b>4 059</b>
Intérêts débiteurs							(2 360)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							267
Intérêts créditeurs et autres <sup>3</sup>							200
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 166
Charge d'impôts							(120)
<b>Bénéfice net</b>							<b>2 046</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(91)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>1 955</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(140)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>1 815</b>
<b>Dépenses d'investissement</b>							
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 dans les intérêts créditeurs et autres 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 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.



<b>exercice clos le 31 décembre 2020</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	4 469	5 031	716	2 371	412	—	12 999
Produits intersectoriels	—	165	—	—	20	(185) <sup>2</sup>	—
	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 <sup>3</sup>	1 019
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 631)	(1 485)	(57)	(654)	(220)	169 <sup>2</sup>	(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)
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>1 657</b>	<b>2 837</b>	<b>669</b>	<b>1 359</b>	<b>181</b>	<b>70</b>	<b>6 773</b>
Intérêts débiteurs							(2 228)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							349
Intérêts créditeurs et autres <sup>3</sup>							213
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>5 107</b>
Charge d'impôts							(194)
<b>Bénéfice net</b>							<b>4 913</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(297)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>4 616</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(159)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>4 457</b>
<b>Dépenses d'investissement</b>							
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 dans les intérêts créditeurs et autres 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 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

<b>exercice clos le 31 décembre 2019</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	4 010	4 978	603	2 879	785	—	13 255
Produits intersectoriels	—	164	—	—	19	(183) <sup>2</sup>	—
	4 010	5 142	603	2 879	804	(183)	13 255
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	264	56	70	571	(53) <sup>3</sup>	920
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 473)	(1 581)	(54)	(728)	(243)	166 <sup>2</sup>	(3 913)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(365)	—	(365)
Impôts fonciers	(275)	(345)	—	(101)	(6)	—	(727)
Amortissement	(1 159)	(754)	(115)	(341)	(95)	—	(2 464)
Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente	—	21	—	69	(211)	—	(121)
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>1 115</b>	<b>2 747</b>	<b>490</b>	<b>1 848</b>	<b>455</b>	<b>(70)</b>	<b>6 585</b>
Intérêts débiteurs							(2 333)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							475
Intérêts créditeurs et autres <sup>3</sup>							460
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>5 187</b>
Charge d'impôts							(754)
<b>Bénéfice net</b>							<b>4 433</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(293)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>4 140</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(164)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>3 976</b>
<b>Dépenses d'investissement</b>							
Dépenses en immobilisations	3 900	2 500	323	239	481	32	7 475
Projets d'investissement en cours d'aménagement	6	—	—	701	—	—	707
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	16	34	14	538	—	602
	3 906	2 516	357	954	1 019	32	8 784

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 (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains et pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres 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 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
<b>Actif total par secteur</b>		
Gazoducs – Canada	25 213	22 852
Gazoducs – États-Unis	45 502	43 217
Gazoducs – Mexique	7 547	7 215
Pipelines de liquides	14 951	16 744
Énergie et stockage	6 563	5 062
Siège social	4 442	5 210
	<b>104 218</b>	100 300

## Renseignements géographiques

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
<b>Produits</b>			
Canada – marché intérieur	4 603	4 392	4 059
Canada – exportations	1 226	1 059	1 035
États-Unis	6 953	6 832	7 558
Mexique	605	716	603
	<b>13 387</b>	12 999	13 255

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Canada	24 890	24 092
États-Unis	39 335	39 698
Mexique	5 957	5 985
	<b>70 182</b>	69 775

## 5. PRODUITS

### Ventilation des produits

<b>exercice clos le 31 décembre 2021</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Total</b>
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 <sup>1</sup>	87	1 057	29	5	278	1 456
	<b>4 519</b>	<b>5 196</b>	<b>605</b>	<b>2 030</b>	<b>602</b>	<b>12 952</b>
Autres produits <sup>2, 3</sup>	—	37	—	276	122	435
	<b>4 519</b>	<b>5 233</b>	<b>605</b>	<b>2 306</b>	<b>724</b>	<b>13 387</b>

- 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 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 26 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location 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 12 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

<b>exercice clos le 31 décembre 2020</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Total</b>
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 <sup>1</sup>	61	654	109	3	106	933
	<b>4 469</b>	<b>4 955</b>	<b>716</b>	<b>2 209</b>	<b>298</b>	<b>12 647</b>
Autres produits <sup>2, 3</sup>	—	76	—	162	114	352
	<b>4 469</b>	<b>5 031</b>	<b>716</b>	<b>2 371</b>	<b>412</b>	<b>12 999</b>

- 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 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 26 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location 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 12 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

<b>exercice clos le 31 décembre 2019</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	4 010	4 245	601	2 423	—	11 279
Électricité	—	—	—	—	662	662
Stockage de gaz naturel et autres	—	650	2	4	73	729
	4 010	4 895	603	2 427	735	12 670
Autres produits <sup>1, 2</sup>	—	83	—	452	50	585
	4 010	4 978	603	2 879	785	13 255

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation de la société, des instruments financiers et des contrats de location. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Contrats de location » et à la note 26 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des contrats de location et des instruments financiers, respectivement.
- 2 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 12 « Entreprises à tarifs réglementés » pour un complément d'information.

## Soldes des contrats

<b>aux 31 décembre</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>Poste visé au bilan consolidé</b>
Créances sur les contrats conclus avec les clients	<b>1 627</b>	1 330	Débiteurs
Actifs sur contrat (note 7)	<b>202</b>	132	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrat à long terme (note 14)	<b>249</b>	192	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrat <sup>1</sup> (note 16)	<b>90</b>	129	Créditeurs et autres
Passifs sur contrat à long terme (note 17)	<b>184</b>	203	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, des produits de 15 millions de dollars (18 millions de dollars en 2020) qui étaient inclus dans les passifs sur contrat au début de l'exercice ont été comptabilisés.

Les actifs sur contrat et les actifs sur contrat 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 contrat 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 contrat et les passifs sur contrat à long terme se rapportent surtout 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.

## Produits futurs affectés aux obligations de prestations qui restent à remplir

Au 31 décembre 2021, 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 2049 se sont chiffrés à environ 23,8 milliards de dollars, dont une tranche de 3,4 milliards de dollars devrait être comptabilisée en 2022.

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.

## 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 et après une évaluation exhaustive des options conjointement avec son partenaire, le gouvernement de l'Alberta, la société a mis fin au projet d'oléoduc Keystone XL le 9 juin 2021. La participation de la société dans le projet Keystone XL a été soumise à un test de dépréciation en 2021, de même que les participations de TC Énergie dans des projets d'investissement connexes, dont le pipeline Heartland, les terminaux de TC et le terminal de Keystone à Hardisty. 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. Les coûts afférents aux activités d'abandon et les coûts connexes seront encore pris en compte tout au long de 2022 et les ajustements de la juste valeur estimative et les obligations contractuelles et légales futures seront passés en charges à mesure qu'ils seront établis.

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
<b>Charge de dépréciation d'actifs</b>			
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
<b>Autres</b>			
Recouvrements contractuels	s. o.	(693)	(525)
Obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon <sup>1</sup>	s. o.	342	282
	175	2 775	2 134

<sup>1</sup> En 2021, la société a versé un montant de 192 millions de dollars afférent à des obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon.

La juste valeur estimative de 175 millions de dollars afférente aux immobilisations corporelles est calculée à partir du prix qui devrait être 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 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.

Comme la société n'a pu aller de l'avant avec les projets d'investissement connexes en cours d'aménagement au moment de l'évaluation qui a eu lieu en 2021, elle a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs équivalente à la valeur comptable de ces projets qui a été portée dans les autres actifs à long terme du bilan consolidé du fait que la juste valeur estimative de ces projets connexes a été considérée comme nulle.

### 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. Au 31 décembre 2020, TC Énergie avait reclassé un montant de 630 millions de dollars afférent aux titres de catégorie A vers le passif à court terme du bilan consolidé pour refléter la possibilité que la société exerce son option d'achat en janvier 2021 conformément aux dispositions contractuelles. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, la participation sans contrôle rachetable de 633 millions de dollars incluse dans le passif à court terme comprenait également un rendement cumulé de 3 millions de dollars qui a été porté dans les intérêts débiteurs de l'état consolidé des résultats.

Le 8 janvier 2021, la société a exercé son option d'achat 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 et qui avaient été classés dans le passif à court terme au bilan consolidé au 31 décembre 2020. Cette transaction a été financée au moyen de prélèvements sur la facilité de crédit liée au projet. Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a cessé de comptabiliser un rendement sur le reste des titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta. 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. 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 confère au gouvernement de l'Alberta le droit de toucher tout produit afférent à la liquidation d'actifs précis du projet Keystone XL. Les titres de catégorie C d'un montant de 91 millions de dollars, déduction faite des distributions connexes au gouvernement de l'Alberta de l'ordre de 16 millions de dollars, ont été pris en compte dans les créditeurs et autres au bilan consolidé au 31 décembre 2021. 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.

Le tableau qui suit présente la variation de la participation sans contrôle rachetable classée en tant que capitaux propres mezzanine :

<b>exercices clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Solde au début de l'exercice	<b>393</b>	—
Titres de catégorie A émis	—	1 033
Bénéfice net (perte nette) attribuable à la participation sans contrôle rachetable <sup>1</sup>	<b>1</b>	(10)
Titres de catégorie A rachetés	<b>(394)</b>	—
Titres de catégorie A transférés vers le passif à court terme	—	(630)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	<b>—</b>	<b>393</b>

<sup>1</sup> Comprend un rendement cumulé sur les titres de catégorie A ainsi qu'une perte de change sur ces derniers qui ont été présentés dans le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé des résultats.

## 7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 6)	<b>640</b>	—
Trésorerie en garantie	<b>273</b>	142
Actifs sur contrat (note 5)	<b>202</b>	132
Juste valeur des contrats dérivés (note 26)	<b>169</b>	235
Actifs de Keystone XL destinés à la vente	<b>138</b>	—
Charges payées d'avance	<b>112</b>	126
Actifs réglementaires (note 12)	<b>53</b>	131
Autres	<b>130</b>	114
	<b>1 717</b>	880



## 8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021			2020		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<b>Gazoducs – Canada</b>						
Réseau de NGTL						
Pipeline	14 892	5 751	9 141	14 190	5 278	8 912
Postes de compression	6 191	2 065	4 126	5 421	1 906	3 515
Postes de comptage et autres	1 458	705	753	1 393	648	745
	<b>22 541</b>	<b>8 521</b>	<b>14 020</b>	21 004	7 832	13 172
En construction	2 285	—	2 285	1 402	—	1 402
	<b>24 826</b>	<b>8 521</b>	<b>16 305</b>	22 406	7 832	14 574
Réseau principal au Canada						
Pipeline	10 423	7 698	2 725	10 297	7 443	2 854
Postes de compression	4 165	3 125	1 040	3 930	3 000	930
Postes de comptage et autres	652	264	388	637	239	398
	<b>15 240</b>	<b>11 087</b>	<b>4 153</b>	14 864	10 682	4 182
En construction	139	—	139	150	—	150
	<b>15 379</b>	<b>11 087</b>	<b>4 292</b>	15 014	10 682	4 332
Autres gazoducs au Canada <sup>1</sup>						
Autres	1 937	1 567	370	1 885	1 508	377
En construction	58	—	58	42	—	42
	<b>1 995</b>	<b>1 567</b>	<b>428</b>	1 927	1 508	419
	<b>42 200</b>	<b>21 175</b>	<b>21 025</b>	39 347	20 022	19 325
<b>Gazoducs – États-Unis</b>						
Columbia Gas						
Pipeline	11 205	799	10 406	10 198	557	9 641
Postes de compression	4 522	381	4 141	4 287	276	4 011
Postes de comptage et autres	3 657	257	3 400	3 388	185	3 203
	<b>19 384</b>	<b>1 437</b>	<b>17 947</b>	17 873	1 018	16 855
En construction	433	—	433	1 070	—	1 070
	<b>19 817</b>	<b>1 437</b>	<b>18 380</b>	18 943	1 018	17 925
ANR						
Pipeline	1 820	557	1 263	1 685	512	1 173
Postes de compression	2 559	565	1 994	2 146	489	1 657
Postes de comptage et autres	1 391	422	969	1 289	388	901
	<b>5 770</b>	<b>1 544</b>	<b>4 226</b>	5 120	1 389	3 731
En construction	833	—	833	431	—	431
	<b>6 603</b>	<b>1 544</b>	<b>5 059</b>	5 551	1 389	4 162

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021			2020		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<b>Autres gazoducs aux États-Unis</b>						
Columbia Gulf	2 749	178	2 571	2 638	151	2 487
GTN	2 701	1 071	1 630	2 330	1 008	1 322
Great Lakes	2 162	1 255	907	2 117	1 223	894
Autres <sup>2</sup>	1 755	657	1 098	1 568	578	990
	<b>9 367</b>	<b>3 161</b>	<b>6 206</b>	<b>8 653</b>	<b>2 960</b>	<b>5 693</b>
En construction	533	—	533	389	—	389
	<b>9 900</b>	<b>3 161</b>	<b>6 739</b>	<b>9 042</b>	<b>2 960</b>	<b>6 082</b>
	<b>36 320</b>	<b>6 142</b>	<b>30 178</b>	<b>33 536</b>	<b>5 367</b>	<b>28 169</b>
<b>Gazoducs – Mexique</b>						
Pipeline	2 957	476	2 481	2 952	411	2 541
Postes de compression	480	80	400	480	69	411
Postes de comptage et autres	626	155	471	624	133	491
	<b>4 063</b>	<b>711</b>	<b>3 352</b>	<b>4 056</b>	<b>613</b>	<b>3 443</b>
En construction	2 590	—	2 590	2 525	—	2 525
	<b>6 653</b>	<b>711</b>	<b>5 942</b>	<b>6 581</b>	<b>613</b>	<b>5 968</b>
<b>Pipelines de liquides</b>						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	9 209	1 758	7 451	9 254	1 579	7 675
Matériel de pompage	1 020	252	768	1 025	228	797
Réservoirs et autres	3 534	737	2 797	3 522	644	2 878
	<b>13 763</b>	<b>2 747</b>	<b>11 016</b>	<b>13 801</b>	<b>2 451</b>	<b>11 350</b>
En construction <sup>3</sup>	72	—	72	2 870	—	2 870
	<b>13 835</b>	<b>2 747</b>	<b>11 088</b>	<b>16 671</b>	<b>2 451</b>	<b>14 220</b>
Pipelines en Alberta	199	14	185	198	9	189
	<b>14 034</b>	<b>2 761</b>	<b>11 273</b>	<b>16 869</b>	<b>2 460</b>	<b>14 409</b>
<b>Énergie et stockage</b>						
Gaz naturel	1 267	605	662	1 255	569	686
Stockage de gaz naturel et autres	797	216	581	780	194	586
	<b>2 064</b>	<b>821</b>	<b>1 243</b>	<b>2 035</b>	<b>763</b>	<b>1 272</b>
En construction	5	—	5	11	—	11
	<b>2 069</b>	<b>821</b>	<b>1 248</b>	<b>2 046</b>	<b>763</b>	<b>1 283</b>
<b>Siège social</b>						
	<b>836</b>	<b>320</b>	<b>516</b>	<b>993</b>	<b>372</b>	<b>621</b>
	<b>102 112</b>	<b>31 930</b>	<b>70 182</b>	<b>99 372</b>	<b>29 597</b>	<b>69 775</b>

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 Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 3 126 millions de dollars avant les impôts, dont un montant de 2 896 millions de dollars est attribuable aux actifs en cours de construction afférents au projet Keystone XL et un montant de 230 millions de dollars se rapporte aux projets d'investissement connexes en cours d'aménagement. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

## 9. CONTRATS DE LOCATION

### En tant que preneur à bail

La société a conclu des contrats de location-exploitation pour le siège social et pour divers bureaux, matériel et terrains. Certains contrats sont assortis d'une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans alors que d'autres peuvent comprendre des options visant à résilier le contrat de location dans un délai de un an. 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 :

<b>exercices clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Coûts liés aux contrats de location-exploitation <sup>1</sup>	<b>105</b>	124
Produits tirés de la sous-location	<b>(8)</b>	(13)
Coûts liés aux contrats de location-exploitation, montant net	<b>97</b>	111

<sup>1</sup> 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 :

<b>exercices clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Trésorerie versée au titre des sommes prises en compte dans l'évaluation des obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	<b>69</b>	77
Actifs au titre de droits d'utilisation en échange de nouvelles obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	<b>32</b>	14

<b>aux 31 décembre</b>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Durée moyenne pondérée à courir des contrats de location	<b>9 ans</b>	10 ans
Taux d'actualisation moyen pondéré	<b>3,5 %</b>	3,5 %

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

(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Moins de un an	<b>63</b>	72
Entre un an et deux ans	<b>60</b>	61
Entre deux et trois ans	<b>58</b>	59
Entre trois et quatre ans	<b>55</b>	58
Entre quatre et cinq ans	<b>54</b>	54
Plus de cinq ans	<b>213</b>	269
Total des paiements au titre des contrats de location-exploitation	<b>503</b>	573
Intérêt théorique	<b>(74)</b>	(90)
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation	<b>429</b>	483

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 :

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Créditeurs et autres	<b>49</b>	56
Autres passifs à long terme (note 17)	<b>380</b>	427
	<b>429</b>	483

Au 31 décembre 2021, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation se chiffrait à 415 millions de dollars (473 millions de dollars en 2020), montant qui a été porté dans les immobilisations corporelles du bilan consolidé.

### En tant que bailleur

Les centrales de Grandview et de Bécancour du secteur de l'énergie et du stockage 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 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 2021 s'est établie à 126 millions de dollars (130 millions de dollars en 2020; 180 millions de dollars en 2019). Les paiements futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société présentés selon les directives antérieures en matière de location s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Moins de un an	<b>113</b>	119
Entre un an et deux ans	<b>111</b>	111
Entre deux et trois ans	<b>110</b>	109
Entre trois et quatre ans	<b>94</b>	109
Entre quatre et cinq ans	<b>70</b>	94
Plus de cinq ans	<b>—</b>	70
	<b>498</b>	612

Le coût et l'amortissement cumulé des installations comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation se sont élevés respectivement à 812 millions de dollars et à 340 millions de dollars au 31 décembre 2021 (respectivement 858 millions de dollars et 327 millions de dollars en 2020).

## 10. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2021	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de			Participations comptabilisées à la valeur	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2021	2020	2019	2021	2020
<b>Gazoducs – Canada</b>						
TQM <sup>1</sup>	50,0 %	12	12	12	118	90
Coastal GasLink <sup>1,2</sup>	35,0 %	—	—	—	386	211
<b>Gazoducs – États-Unis</b>						
Northern Border <sup>3</sup>	50,0 %	80	100	91	505	521
Millennium	47,5 %	91	96	92	474	482
Iroquois <sup>4</sup>	50,0 %	55	52	54	392	197
Autres	Divers	18	16	27	137	120
<b>Gazoducs – Mexique</b>						
Sur de Texas <sup>5</sup>	60,0 %	160	213	3	835	680
<b>Pipelines de liquides</b>						
Grand Rapids <sup>1,6</sup>	50,0 %	54	53	56	980	998
Northern Courier <sup>1,7</sup>	Néant	16	22	14	—	53
Port Neches Link LLC <sup>1,8</sup>	95,0 %	—	—	—	103	—
HoustonLink Pipeline <sup>1</sup>	50,0 %	1	—	—	18	19
<b>Énergie et stockage</b>						
Bruce Power <sup>1,9</sup>	48,4 %	411	439	527	4 493	3 306
Portlands Energy Centre <sup>1,10</sup>	Néant	—	12	35	—	—
TransCanada Turbines <sup>11</sup>	100,0 %	—	4	9	—	—
		<b>898</b>	<b>1 019</b>	<b>920</b>	<b>8 441</b>	<b>6 677</b>

- Classée en tant qu'EDDV non consolidée. Il y a lieu de se reporter à la note 30 « Entités à détenteurs de droits variables » pour un complément d'information.
- En mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership et a comptabilisé par la suite sa participation résiduelle de 35 % dans l'entité contrôlée conjointement selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership s'établissait à 167 millions de dollars (188 millions de dollars en 2020) en raison principalement de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de la monétisation partielle et de la comptabilisation des produits reportés tirés des frais d'aménagement.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border s'établissait à 115 millions de dollars US (116 millions de dollars US en 2020) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Iroquois s'établissait à 39 millions de dollars US (39 millions de dollars US en 2020) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Le gazoduc Sur de Texas a été mis en service en septembre 2019. TC Énergie détient une participation de 60 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation inscrit pour le secteur du siège social reflète 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 dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé des résultats. Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Sur de Texas s'établissait à 77 millions de dollars US (79 millions de dollars US en 2020) en raison principalement de la comptabilisation des frais tirés de la construction du gazoduc.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Grand Rapids s'établissait à 96 millions de dollars (98 millions de dollars en 2020) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction.
- Le 30 novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. Au 31 décembre 2020, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Courier s'établissait à 56 millions de dollars en raison principalement de la juste valeur des garanties et de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de la monétisation partielle.
- Le 8 mars 2021, TC Énergie a conclu une coentreprise avec Motiva Enterprises pour construire l'oléoduc Port Neches Link. TC Énergie détient une participation de 95 % dans Port Neches Link, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation.
- Au 31 décembre 2021, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 755 millions de dollars (796 millions de dollars en 2020) en raison principalement des intérêts capitalisés et de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.
- En avril 2020, TC Énergie a vendu sa participation dans Portlands Energy Centre. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- En novembre 2020, TC Énergie a acquis la participation résiduelle de 50 % dans TransCanada Turbines qui a par la suite été consolidée. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

## Distributions et apports

Les distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établies à 1 048 millions de dollars (1 123 millions de dollars en 2020; 1 399 millions de dollars en 2019). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, une tranche de 73 millions de dollars (néant en 2020; 186 millions de dollars en 2019) a été incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement à la quote-part de TC Énergie dans le remboursement partiel de la dette de Sur de Texas en 2021 et, en 2019, des distributions reçues de Bruce Power et de Northern Border au titre de leurs programmes de financement respectifs ont été prises en compte.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établis à 1 210 millions de dollars (765 millions de dollars en 2020; 602 millions de dollars en 2019) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2019, les apports d'un montant de 32 millions de dollars se rapportaient à la quote-part de TC Énergie dans les besoins de financement par emprunt de Sur de Texas.

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

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Bénéfice</b>			
Produits	<b>5 447</b>	5 838	5 693
Charges d'exploitation et autres charges	<b>(3 293)</b>	(3 341)	(3 408)
Bénéfice net	<b>1 859</b>	2 047	1 990
Bénéfice net attribuable à TC Énergie	<b>898</b>	1 019	920

  

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Bilan</b>		
Actif à court terme	<b>3 498</b>	2 911
Actif à long terme	<b>30 165</b>	26 957
Passif à court terme	<b>(2 540)</b>	(3 727)
Passif à long terme	<b>(16 400)</b>	(15 309)

## 11. PRÊTS À DES SOCIÉTÉS LIÉES

Les transactions entre parties liées sont effectuées dans le cours normal des affaires et sont évaluées à la valeur d'échange, qui est le montant de la contrepartie établie et acceptée 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 qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Au 31 décembre 2021, les prêts à des sociétés liées figurant à l'actif à court terme du bilan consolidé de la société comprenaient un prêt de 19,7 milliards de pesos mexicains ou 1,2 milliard de dollars consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TC Énergie du financement par emprunt de la coentreprise. Au 31 décembre 2020, ce prêt d'un montant de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars figurait dans les prêts à long terme à des sociétés liées au bilan consolidé de la société.

L'état consolidé des résultats de la société reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels sont 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 :

<b>exercices clos les 31 décembre</b>				
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>Poste visé à l'état consolidé des résultats</b>
Intérêts créditeurs <sup>1</sup>	<b>87</b>	110	147	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs <sup>2</sup>	<b>(87)</b>	(110)	(147)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
(Pertes) gains de change <sup>1</sup>	<b>(41)</b>	(86)	53	Intérêts créditeurs et autres
Gains (pertes) de change <sup>1</sup>	<b>41</b>	86	(53)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inklus dans le secteur du siège social.

2 Inklus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

### Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

TC Énergie détient une participation de 35 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« 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 subordonnée renouvelable et à vue dans le but de dégager des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Cette facilité de 500 millions de dollars en date du 31 décembre 2021 porte intérêt à un taux variable fondé sur le marché et l'encours se chiffrent à 1 million de dollars (néant au 31 décembre 2020) a été classé dans les prêts à des sociétés liées dans l'actif à court terme du bilan consolidé de la société.

#### Convention de prêt subordonnée

Le 6 décembre 2021, la société a établi une convention de prêt subordonnée avec Coastal GasLink LP visant à procurer, à titre de mesure provisoire, un financement temporaire, au besoin, pouvant atteindre 3 275 millions de dollars en attendant l'obtention du financement de projet requis pour couvrir les coûts supplémentaires. Le financement offert à Coastal GasLink LP aux termes de cette convention se décline en une combinaison de facilités portant intérêt à des taux variables fondés sur le marché et de facilités ne portant pas intérêt qui peuvent être remboursées à la société, sous réserve de certaines conditions, au moment où le coût définitif du projet est fixé. Au 31 décembre 2021, les prêts à long terme à des sociétés liées inscrits au bilan consolidé de la société reflétaient un encours de 238 millions de dollars aux termes de la convention de prêt subordonnée.

## 12. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TC Énergie qui appliquent actuellement la CATR comprennent la quasi-totalité des gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique 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 »). En août 2019, la REC et la Loi sur la REC ont remplacé l'ONÉ et la Loi sur l'Office national de l'énergie, respectivement. L'entrée en vigueur de la nouvelle Loi sur l'évaluation d'impact a aussi modifié à ce moment le processus d'évaluation d'impact et la prise de décisions concernant les grands projets de pipelines transfrontaliers désignés, exigeant que les projets désignés soient évalués par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, sur une base prospective.

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 ou l'ONÉ. 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 recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société, en fonction de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

### Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL est actuellement exploité en vertu 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 %, 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.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2019 reflètent les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 qui prévoyait un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un traitement de transfert de tous les autres coûts.



## 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 de l'ONÉ »). Les termes du règlement de six ans pour la période 2015-2020 afférent à la décision de 2014 de l'ONÉ 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 de l'ONÉ, soit six ans (2015 à 2020). La décision de 2014 de l'ONÉ a également exigé que TC Énergie dépose une demande relative à l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu une décision 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<sup>er</sup> janvier 2021. À l'instar des règlements précédents, 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 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.

En 2018, la FERC a prescrit des modifications (les « mesures de la FERC de 2018 ») à la Loi H.R.1 intitulée Tax Cuts and Jobs Act (la « réforme fiscale aux États-Unis »). Le taux d'imposition fédéral des sociétés en vigueur aux États-Unis est passé de 35 % à 21 % en 2017 en raison de la réforme fiscale aux États-Unis. Les établissements réglementés aux États-Unis, le cas échéant, ont calculé l'amortissement des passifs réglementaires sur la durée de vie utile résiduelle moyenne de l'établissement sous-jacent correspondant à la différence entre les montants recouverts antérieurement à même les tarifs et les passifs d'impôt reportés attendus.

## 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. Un règlement de modernisation a été approuvé par la FERC prévoyait le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi jusqu'à concurrence de 2,6 milliards de dollars US pour la période 2013-2020 pour moderniser le réseau de Columbia Gas, faisant ainsi accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service.

En juillet 2020, Columbia Gas a déposé 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 de transport devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> février 2021, sous réserve de remboursement, à la conclusion de l'instance visant les tarifs. Le 29 octobre 2021, Columbia Gas a déposé une requête auprès de la FERC pour obtenir l'approbation relative à l'entente de règlement (entente de règlement visant Columbia Gas) qui porte sur un règlement tarifaire avec ses clients et, si elle est approuvée, permettra d'augmenter les tarifs maximums de Columbia Gas à compter du 1<sup>er</sup> février 2021. Le 17 décembre 2021, le juge administratif présidant l'audience a certifié le caractère non contentieux du règlement et a recommandé à la FERC de l'examiner et de l'approuver. L'entente de règlement visant Columbia Gas a) proroge le programme de modernisation de Columbia qui permet le recouvrement des coûts et un rendement sur le capital investi additionnel d'au plus 1,2 milliard de dollars US sur une période de quatre ans jusqu'en 2024, b) impose la nécessité de déposer un dossier tarifaire ainsi qu'un moratoire visant les tarifs jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2025 et c) exige de Columbia Gas de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA, les nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2026.

### **ANR Pipeline**

ANR Pipeline est exploitée 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 devant prendre effet le 1<sup>er</sup> août 2022, sous réserve de remboursement. À mesure que le dossier tarifaire suit son cours, la société privilégiera une attitude de collaboration en vue du règlement négocié entre ses clients, la FERC et d'autres parties prenantes.

### **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 à compter du 1<sup>er</sup> août 2020. Ce règlement impose la nécessité de déposer un dossier tarifaire ainsi qu'un moratoire visant les tarifs jusqu'au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 31 mars 2022, les nouveaux tarifs devant prendre effet le 1<sup>er</sup> octobre 2022.

Par suite des mesures de la FERC de 2018, Great Lakes a déposé un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la NGA et réduit ses tarifs de 2 %, cette réduction étant entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> février 2019.

### **Gas Transmission Northwest**

Gas Transmission Northwest (« GTN ») est exploitée en vertu d'un règlement approuvé par la FERC en novembre 2018. GTN et ses clients ont approuvé un moratoire visant d'autres changements tarifaires jusqu'au 31 décembre 2021; les nouveaux tarifs de GTN doivent prendre effet le 1<sup>er</sup> janvier 2022.

Le 29 septembre 2021, GTN a déposé un règlement tarifaire (le « règlement de 2021 visant GTN ») qu'a approuvé la FERC le 18 novembre 2021. Ce règlement proroge ainsi les tarifs maximums de transport existants de la société à leurs niveaux actuels, les taux d'amortissement annuels de GTN demeurant inchangés. Le règlement de 2021 visant GTN prévoit un moratoire jusqu'au 31 décembre 2023 et, à partir de ce moment, GTN sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient entrer en vigueur au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2024.

## **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 ont été établis conformément à des contrats approuvés par 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)	2021	2020	
<b>Actifs réglementaires</b>			
Impôts reportés <sup>1</sup>	1 509	1 287	s.o.
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite <sup>1,2</sup>	203	401	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme <sup>1,3</sup>	3	7	1-8
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette <sup>4</sup>	1	54	1
Autres	104	135	s.o.
	<b>1 820</b>	1 884	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	53	131	
	<b>1 767</b>	1 753	
<b>Passifs réglementaires</b>			
Soldes en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines <sup>5</sup>	2 086	1 842	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis <sup>6</sup>	1 141	1 170	s.o.
Compte d'ajustement provisoire du réseau principal au Canada <sup>7</sup>	483	537	9
Coût de retrait des installations <sup>8</sup>	254	246	s.o.
Compte d'ajustement à long terme du réseau principal au Canada <sup>7,9</sup>	186	223	5
Impôts reportés <sup>1</sup>	139	115	s.o.
Comptes d'ajustement à court terme et de stabilisation des droits du réseau principal au Canada <sup>7,9,10</sup>	60	4	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR <sup>11</sup>	40	40	s.o.
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette <sup>4</sup>	32	48	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite <sup>2</sup>	13	18	s.o.
Autres	66	58	s.o.
	<b>4 500</b>	4 301	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 16)	200	153	
	<b>4 300</b>	4 148	

- 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 Les passifs réglementaires seront 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, un montant de 223 millions de dollars sera amorti au cours de la période de règlement de six ans et le reliquat de 4 millions de dollars était viré dans le CACT au 31 décembre 2020.
- 10 Aux termes du règlement 2021-2026 visant le réseau principal, le CACT fera l'objet d'un amortissement au cours de la période de règlement de six ans restant à courir lorsque les seuils prédéfinis relatifs à l'entente de règlement seront atteints.
- 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 40 millions de dollars (32 millions de dollars US) au 31 décembre 2021 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

### 13. ÉCART D'ACQUISITION

La société a inscrit l'écart d'acquisition suivant à l'égard de ses acquisitions.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2020	12 887
Variations des taux de change	(208)
Solde au 31 décembre 2020	12 679
Variations des taux de change	(97)
<b>Solde au 31 décembre 2021</b>	<b>12 582</b>

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, la société a évalué, au 31 décembre 2021, les facteurs qualitatifs ayant une incidence sur la juste valeur de toutes ses unités d'exploitation sous-jacentes, à l'exception de l'unité d'exploitation Columbia. 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.

La société a choisi de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif annuel de l'écart d'acquisition de 9 303 millions de dollars pour l'unité d'exploitation Columbia en date du 31 décembre 2021 à la suite du règlement tarifaire non contesté conclu avec les expéditeurs en 2021. Il a été établi que la juste valeur de Columbia dépassait sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, au 31 décembre 2021.

#### Vente des actifs de Columbia Midstream

En août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream. Comme ces actifs constituaient une entreprise et que cette unité d'exploitation comportait un écart d'acquisition, une tranche de 595 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Columbia attribué à ces actifs a été libérée et déduite du gain sur la vente avant les impôts. Le montant libéré a été calculé en fonction des justes valeurs relatives des actifs vendus et d'une partie de l'unité d'exploitation conservée. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été établie d'après une analyse des flux de trésorerie actualisés. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

## 14. AUTRES ACTIFS À LONG TERME

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Actifs d'impôts reportés (note 18)	<b>509</b>	177
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 25)	<b>312</b>	207
Actifs de contrat à long terme (note 5)	<b>249</b>	192
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL (note 6)	<b>50</b>	—
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 26)	<b>48</b>	41
Projets d'investissement en cours d'aménagement <sup>1</sup>	<b>14</b>	231
Autres	<b>221</b>	131
	<b>1 403</b>	979

- 1 Suivant la révocation du permis présidentiel visant le projet d'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021, la société a comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 3 126 millions de dollars avant les impôts, dont un montant de 2 896 millions de dollars est attribuable aux actifs en cours de construction afférents au projet Keystone XL et un montant de 230 millions de dollars se rapporte aux projets d'investissement connexes en cours d'aménagement. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

## 15. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	<b>2021</b>		<b>2020</b>	
	<b>Encours au 31 décembre</b>	<b>Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre</b>	<b>Encours au 31 décembre</b>	<b>Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre</b>
Canada <sup>1</sup>	<b>4 953</b>	<b>0,4 %</b>	2 836	0,4 %
États-Unis (54 \$ US en 2021; 900 \$ US en 2020)	<b>68</b>	<b>0,3 %</b>	1 149	0,4 %
Mexique (115 \$ US en 2021; 150 \$ US en 2020) <sup>2</sup>	<b>145</b>	<b>1,7 %</b>	191	1,7 %
	<b>5 166</b>		4 176	

- 1 Au 31 décembre 2021, les billets à payer comprenaient des billets libellés en dollars canadiens totalisant 1 989 millions de dollars (656 millions de dollars en 2020) et des billets libellés en dollars US d'un montant de 2 341 millions de dollars US (1 709 millions de dollars US en 2020).
- 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.

Aux 31 décembre 2021 et 2020, les billets à payer comprenaient des emprunts à court terme contractés par TransCanada PipeLines Limited (« 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 2021, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 12,4 milliards de dollars (12,4 milliards de dollars en 2020). 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 :

<b>aux 31 décembre</b>					
(en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Emprunteur	Objet	Échéance	2021		2020
			Total des facilités	Capacité inutilisée <sup>1</sup>	Total des facilités
<b>Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables<sup>2</sup></b>					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2026	3,0	1,0	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 2022	4,5 US	2,1 US	4,5 US
TCPL/TCPL USA/Columbia/TransCanada American Investments Ltd.	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2024	1,0 US	1,0 US	1,0 US
<b>Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue<sup>2</sup></b>					
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 <sup>3</sup>	1,0	2,1 <sup>3</sup>
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	5,0 MXN <sup>3</sup>	2,6 MXN	5,0 MXN <sup>3</sup>

1 Déduction faite du papier commercial en cours et des emprunts sur la facilité de crédit.

2 Les divers accords de crédit avec les filiales de la société peuvent limiter leur capacité à déclarer et à payer des dividendes ou à effectuer 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 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 2021, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

3 Ou l'équivalent en dollars américains.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 17 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (21 millions de dollars en 2020; 11 millions de dollars en 2019).

## 16. CRÉDITEURS ET AUTRES

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)		
	2021	2020
Fournisseurs	4 183	3 057
Juste valeur des contrats dérivés (note 26)	221	72
Passifs réglementaires (note 12)	200	153
Passifs sur contrats (note 5)	90	129
Titres de catégorie C (note 6)	75	—
Autres	330	405
	<b>5 099</b>	<b>3 816</b>

## 17. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Obligations locatives afférentes aux contrats de location-exploitation (note 9)	<b>380</b>	427
Passifs sur contrats à long terme (note 5)	<b>184</b>	203
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 25)	<b>174</b>	503
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>61</b>	54
Juste valeur des contrats dérivés (note 26)	<b>47</b>	59
Autres	<b>213</b>	229
	<b>1 059</b>	1 475

## 18. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

### Provision pour les impôts sur le bénéfice

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Exigibles</b>			
Canada	<b>29</b>	(54)	84
Pays étrangers <sup>1</sup>	<b>276</b>	306	615
	<b>305</b>	252	699
<b>Reportés</b>			
Canada	<b>(327)</b>	(224)	(29)
Pays étrangers	<b>142</b>	166	84
	<b>(185)</b>	(58)	55
<b>Charge d'impôts</b>	<b>120</b>	194	754

<sup>1</sup> La charge d'impôts de source étrangère inscrite en 2019 se rapporte pour l'essentiel à la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

### Répartition géographique du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Canada	<b>(292)</b>	691	1 144
Pays étrangers	<b>2 458</b>	4 416	4 043
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>2 166</b>	5 107	5 187

## Rapprochement de la charge d'impôts

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	<b>2 166</b>	5 107	5 187
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	<b>23,0 %</b>	24,0 %	26,5 %
Charge d'impôts prévue	<b>498</b>	1 226	1 375
Reprises sur la provision pour moins-value	<b>(8)</b>	(400)	(259)
Différence des taux d'imposition étrangers	<b>(230)</b>	(258)	(180)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	<b>(139)</b>	(228)	(159)
Bénéfice tiré des participations sans contrôle et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>(70)</b>	(141)	(78)
Diminution du taux d'imposition en Alberta	—	—	(32)
Tranche non imposable des gains en capital	—	(62)	(28)
Écart d'acquisition non déductible sur la cession de Columbia Midstream	—	—	154
Incidence des ajustements liés à l'inflation au Mexique	<b>32</b>	7	13
Autres	<b>37</b>	50	(52)
<b>Charge d'impôts</b>	<b>120</b>	194	754

## Actifs et passifs d'impôts reportés

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Actifs d'impôts reportés</b>		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	<b>1 163</b>	1 389
Montants reportés réglementaires et autres	<b>537</b>	532
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	<b>130</b>	154
Instruments financiers	—	48
Autres	<b>46</b>	70
	<b>1 876</b>	2 193
Moins : provision pour moins-value	<b>229</b>	243
	<b>1 647</b>	1 950
<b>Passifs d'impôts reportés</b>		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles	<b>5 616</b>	6 124
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>1 219</b>	1 087
Impôts sur les besoins en produits futurs	<b>333</b>	287
Autres	<b>112</b>	81
	<b>7 280</b>	7 579
<b>Montant net des passifs d'impôts reportés</b>	<b>5 633</b>	5 629

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

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Actifs d'impôts reportés</b>		
Autres actifs à long terme (note 14)	<b>509</b>	177
<b>Passifs d'impôts reportés</b>		
Passifs d'impôts reportés	<b>6 142</b>	5 806
<b>Montant net des passifs d'impôts reportés</b>	<b>5 633</b>	5 629



Au 31 décembre 2021, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital de 4 067 millions de dollars (3 671 millions de dollars en 2020) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2041. La société n'a pas encore constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital se chiffrant à 21 millions de dollars (253 millions de dollars en 2020) 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 de 113 millions de dollars en Ontario (106 millions de dollars en 2020), qui échoient de 2026 à 2041.

Au 31 décembre 2021, la société a constaté en totalité une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 446 millions de dollars US (849 millions de dollars US en 2020) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient en 2037.

Au 31 décembre 2021, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette de 10 millions de dollars US (13 millions de dollars US en 2020) au Mexique, qui échoient de 2024 à 2031.

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 229 millions de dollars et de 243 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés respectivement aux 31 décembre 2021 et 2020. 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 2021, 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 28 « 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 provision pour les impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 896 millions de dollars au 31 décembre 2021 (684 millions de dollars en 2020).

### Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2021, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 371 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 252 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2020; versements de 713 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2019).

### Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

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

<b>aux 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	<b>52</b>	29	19
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	<b>5</b>	26	13
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	<b>(1)</b>	(2)	(1)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	<b>26</b>	1	—
Caducité des délais de prescription	<b>(2)</b>	(2)	(2)
<b>Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice</b>	<b>80</b>	52	29

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 2021 comprend un montant de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs (4 millions de dollars en 2020; 4 millions de dollars en 2019). Au 31 décembre 2021, la société avait constaté 12 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs (11 millions de dollars en 2020; 7 millions de dollars en 2019). 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 2021, 2020 et 2019 et les pénalités étaient de néant aux 31 décembre 2021, 2020 et 2019.

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 2013 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 2014 inclusivement. La quasi-totalité des questions d'impôt fédéral d'importance au Mexique a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2013 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 janvier 2022, la société a reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle était favorable au SAT. La société est d'avis que cette décision est déraisonnable et qu'elle n'est pas conforme à la réglementation fiscale mexicaine, et elle interjettera appel de cette décision. À l'appui de la position de la société, le bureau de l'ombudsman des contribuables au Mexique (le « PRODECON ») avait précédemment déterminé que les déclarations fiscales de cette filiale étaient appropriées.

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'impôt différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts, intérêts, pénalités et charges financières. Si le SAT continue de réévaluer les déclarations fiscales de cette filiale pour les années subséquentes de façon similaire, il pourrait y avoir une augmentation importante du risque auquel est exposée la société.

À la lumière des récentes discussions avec le SAT, la société est d'avis que les sujets de préoccupation se limitent à un sous-ensemble de questions comprises dans ces évaluations. La société défendra sa position à l'égard de ces cotisations et appliquera toutes les mesures de redressement prévues par la loi. Selon le jugement de la société et celui de ses tiers conseillers, la direction estime qu'il est plus probable qu'improbable que la position fiscale de la société sera maintenue et aucune provision à cet égard n'a été comptabilisée dans les états financiers consolidés.

## 19. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2021		2020	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>1</sup>	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>1</sup>
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
Débentures					
En dollars US (néant en 2021; 400 \$ US en 2020)		—	—	510	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2022 à 2049	<b>12 491</b>	<b>4,2 %</b>	11 491	4,5 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (16 542 \$ US en 2021; 14 292 \$ US en 2020)	2022 à 2049	<b>20 936</b>	<b>4,8 %</b>	18 227	5,3 %
		<b>33 427</b>		30 228	
<b>NOVA GAS TRANSMISSION LTD.</b>					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	<b>100</b>	<b>9,9 %</b>	100	9,9 %
En dollars US (200 \$ US en 2021 et 2020)	2023	<b>254</b>	<b>7,9 %</b>	255	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	<b>504</b>	<b>7,4 %</b>	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2021 et 2020)	2026	<b>41</b>	<b>7,5 %</b>	42	7,5 %
		<b>899</b>		901	
<b>COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 500 \$ US en 2021 et 2020) <sup>2</sup>	2025 à 2045	<b>1 898</b>	<b>4,9 %</b>	1 913	4,9 %
<b>TC PIPELINES, LP</b>					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (néant en 2021; 450 \$ US en 2020)		—	—	574	1,4 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (850 \$ US en 2021; 1 200 \$ US en 2020)	2025 à 2027	<b>1 076</b>	<b>4,2 %</b>	1 530	4,4 %
		<b>1 076</b>		2 104	
<b>ANR PIPELINE COMPANY</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (372 \$ US en 2021; 672 \$ US en 2020)	2024 à 2026	<b>472</b>	<b>5,3 %</b>	858	7,2 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2021 et 2020)	2030 à 2035	<b>411</b>	<b>4,3 %</b>	415	4,3 %

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2021		2020	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>1</sup>	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>1</sup>
<b>PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM</b>					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (néant en 2021; 25 \$ US en 2020)	2023	—	—	32	1,3 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2021; 125 \$ US en 2020)	2030 à 2031	<b>316</b>	<b>2,8 %</b>	159	2,8 %
		<b>316</b>		191	
<b>GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (167 \$ US en 2021; 198 \$ US en 2020)	2028 à 2030	<b>211</b>	<b>7,6 %</b>	253	7,6 %
<b>TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY</b>					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (36 \$ US en 2021; 23 \$ US en 2020)	2024	<b>46</b>	<b>1,3 %</b>	29	2,2 %
<b>NORTH BAJA PIPELINE, LLC</b>					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (néant en 2021; 50 \$ US en 2020)		—	—	64	1,2 %
		<b>38 756</b>		36 956	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		<b>(1 320)</b>		(1 972)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		<b>(243)</b>		(238)	
Ajustements de la juste valeur <sup>3</sup>		<b>148</b>		167	
		<b>37 341</b>		34 913	

- 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 sont afférents à l'acquisition de Columbia.

### Remboursements de capital

Au 31 décembre 2021, 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)	2022	2023	2024	2025	2026
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 320	1 823	2 657	2 698	1 778

## 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 2021 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	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 % <sup>1</sup>
	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 %
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Septembre 2029	700	3,00 %
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Juillet 2048	300	4,18 % <sup>2</sup>
	Avril 2019	Billets à moyen terme	Octobre 2049	1 000	4,34 %
<b>PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM</b>					
	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 %
<b>TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY</b>					
	Août 2021	Emprunt à terme non garanti	Août 2024	13 US	Variable
<b>FILIALES DE KEYSTONE XL<sup>3</sup></b>					
	Divers	Facilité de crédit liée au projet	Juin 2021	849 US	Variable
<b>COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.<sup>4</sup></b>					
	Janvier 2021	Emprunt à terme non garanti	Juin 2022	4 040 US	Variable
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	175 US	3,12 %
<b>COASTAL GASLINK PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP<sup>5</sup></b>					
	Avril 2020	Facilités de crédit garanties de premier rang	Avril 2027	1 603	Variable
<b>NORTHERN COURIER PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP<sup>6</sup></b>					
	Juillet 2019	Billets de premier rang garantis	Juin 2042	1 000	3,365 %

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 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 3,991 %.

3 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. 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.

4 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.

5 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 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

6 En juillet 2019, après l'émission des billets de premier rang garantis, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier et a comptabilisé par la suite sa participation résiduelle selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Le 30 novembre 2021, la société a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « 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 2021 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>				
	Novembre 2021	Billets à moyen terme	500	3,65 %
	Janvier 2021	Débetures	400 US	9,875 %
	Novembre 2020	Débetures	250	11,80 %
	Octobre 2020	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	3,80 %
	Mars 2020 <sup>1</sup>	Billets de premier rang non garantis	750 US	4,60 %
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	700 US	2,125 %
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	550 US	Variable
	Mai 2019	Billets à moyen terme	13	9,35 %
	Mars 2019	Débetures	100	10,50 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %
<b>COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.</b>				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti <sup>2</sup>	4 040 US	Variable
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	3,30 %
<b>NORTH BAJA PIPELINE, LLC</b>				
	Décembre 2021	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
<b>TC PIPELINES, LP</b>				
	Novembre 2021	Emprunt à terme non garanti	450 US	Variable
	Mars 2021	Billets de premier rang non garantis	350 US	4,65 %
	Juin 2019	Emprunt à terme non garanti	50 US	Variable
<b>ANR PIPELINE COMPANY</b>				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	300 US	9,625 %
<b>GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP</b>				
	Novembre 2021	Billets de premier rang non garantis	10 US	9,09 %
<b>PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM</b>				
	Octobre 2021	Facilité d'emprunt non garantie	93 US	Variable
	Octobre 2020	Facilité d'emprunt non garantie	99 US	Variable
<b>FILIALES DE KEYSTONE XL<sup>3</sup></b>				
	Juin 2021	Facilité de crédit liée au projet	849 US	Variable
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	100 US	5,29 %
	Mai 2019	Emprunt à terme non garanti	35 US	Variable

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.

Le 4 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)	2021	2020	2019
Intérêts sur la dette à long terme	1 841	1 963	1 931
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	453	470	427
Intérêts sur la dette à court terme	10	46	106
Intérêts capitalisés	(22)	(294)	(186)
Amortissement et autres charges financières <sup>1</sup>	78	43	55
	<b>2 360</b>	<b>2 228</b>	<b>2 333</b>

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 2 299 millions de dollars en 2021 (2 203 millions de dollars en 2020; 2 295 millions de dollars en 2019) sur la dette à long terme, les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à court terme, déduction faite des intérêts capitalisés.

## 20. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2021		2020	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif <sup>1</sup>	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif <sup>1</sup>
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
Billets d'un montant de 1 000 \$ US émis en 2007, à 6,35 % <sup>2</sup>	2067	1 265	4,0 %	1 275	4,1 %
Billets d'un montant de 750 \$ US émis en 2015, à 5,875 % <sup>3,4</sup>	2075	949	5,0 %	957	5,0 %
Billets d'un montant de 1 200 \$ US émis en 2016, à 6,125 % <sup>3,4</sup>	2076	1 519	5,8 %	1 530	5,8 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ US émis en 2017, à 5,55 % <sup>3,4</sup>	2077	1 899	4,7 %	1 913	4,7 %
Billets d'un montant de 1 500 \$ émis en 2017, à 4,90 % <sup>3,4</sup>	2077	1 500	4,5 %	1 500	4,5 %
Billets d'un montant de 1 100 \$ US émis en 2019, à 5,75 % <sup>3,4</sup>	2079	1 392	5,4 %	1 403	5,4 %
Billets d'un montant de 500 \$ émis en 2021, à 4,45 % <sup>3,4</sup>	2081	500	4,0 %	—	—
		<b>9 024</b>		8 578	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		<b>(85)</b>		(80)	
		<b>8 939</b>		8 498	

- 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, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de TransCanada Trust 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.

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 2021, TransCanada Trust (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 des 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 à compter de mars 2051 jusqu'en mars 2081 au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement 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 entre le 4 décembre 2030 et le 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.

En septembre 2019, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2019-A pour un montant de 1,1 milliard de dollars US à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,50 % par année pendant les dix premières années, puis à taux variable 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 1,1 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,75 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de septembre 2029 jusqu'en septembre 2049 au TIOL de trois mois majoré de 4,404 % par année et il sera ajusté à compter de septembre 2049 jusqu'en septembre 2079 au TIOL de trois mois majoré de 5,154 % par année. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Modifications comptables » pour un complément d'information sur l'incidence prévue, sur la société, de certains paramètres afférents au TIOL qui ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et du retrait complet de ce taux d'ici le milieu de 2023. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 septembre 2029, 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.



## 21. 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 et 2019). 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	2021	2020	2019
(en millions de dollars canadiens)			
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	60	284	270
Participation sans contrôle dans PNGTS	30	23	23
Participation sans contrôle rachetable (note 6)	1	(10)	—
	91	297	293

## 22. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	918 097	23 174
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	15 165	931
Exercice d'options	5 138	282
En circulation au 31 décembre 2019	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 21)	<b>37 955</b>	<b>2 063</b>
Exercice d'options	<b>2 797</b>	<b>165</b>
<b>En circulation au 31 décembre 2021</b>	<b>980 816</b>	<b>26 716</b>

### Actions ordinaires émises et en circulation

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

### 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 21 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

### 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 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de la société seront achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré. Du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 octobre 2019, les actions ordinaires aux termes du RRD ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport au prix du marché sur une période donnée.

### 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 permet 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. Ce programme ACM, qui est en vigueur pour une période de 25 mois, sera utilisé au besoin 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. Aucune action ordinaire n'a été émise en vertu de ce programme en 2021 ou 2020.

### 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 par les actions pouvant être émises en vertu du RRD jusqu'au 31 octobre 2019, si la participation à ce régime a été réglée au moyen d'actions ordinaires émises sur le capital autorisé.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions)	2021	2020	2019
De base	<b>973</b>	940	929
Dilué	<b>974</b>	940	931

## 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 <sup>er</sup> janvier 2021	8 996	59,55 \$	
Attribution	1 679	56,86 \$	
Exercice	(2 797)	53,10 \$	
Extinction/expiration	(109)	59,96 \$	
<b>En cours au 31 décembre 2021</b>	<b>7 769</b>	<b>61,29 \$</b>	<b>4,2</b>
<b>Options pouvant être exercées au 31 décembre 2021</b>	<b>4 410</b>	<b>60,13 \$</b>	<b>3,2</b>

Au 31 décembre 2021, 4 826 189 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 en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Juste valeur moyenne pondérée	7,39 \$	7,73 \$	6,37 \$
Durée prévue (en années) <sup>1</sup>	5,4	5,7	5,7
Taux d'intérêt	0,5 %	1,5 %	1,9 %
Volatilité <sup>2</sup>	25 %	17 %	19 %
Rendement de l'action	6,0 %	4,2 %	5,0 %

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

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

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 12 millions de dollars en 2021 (12 millions de dollars en 2020; 13 millions de dollars en 2019). Au 31 décembre 2021, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 13 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période moyenne pondérée de 1,8 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)	2021	2020	2019
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	28	31	75
Total de la juste valeur des actions aux droits acquis	110	101	143
Total des actions aux droits acquis	1,9 million	2,0 millions	2,1 millions

Au 31 décembre 2021, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 7 millions de dollars et la valeur intrinsèque globale des options en cours était de 12 millions 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.

### 23. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

au 31 décembre 2021	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action <sup>1, 2</sup>	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en	Valeur comptable aux 31 décembre <sup>3</sup>		
							2021	2020	2019
							(en millions de dollars canadiens)		
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>									
Série 1	14 577	3,479 %	0,86975 \$	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 2	<b>360</b>	360	360
Série 2	7 423	Variable <sup>4</sup>	Variable	25,00 \$	31 décembre 2024	Série 1	<b>179</b>	179	179
Série 3	9 997	1,694 %	0,4235 \$	25,00 \$	30 juin 2025	Série 4	<b>246</b>	246	209
Série 4	4 003	Variable <sup>4</sup>	Variable	25,00 \$	30 juin 2025	Série 3	<b>97</b>	97	134
Série 5	12 071	1,949 % <sup>5</sup>	0,48725 \$	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 6	<b>294</b>	310	310
Série 6	1 929	Variable <sup>4</sup>	Variable	25,00 \$	30 janvier 2026	Série 5	<b>48</b>	32	32
Série 7	24 000	3,903 %	0,97575 \$	25,00 \$	30 avril 2024	Série 8	<b>589</b>	589	589
Série 9	18 000	3,762 %	0,9405 \$	25,00 \$	30 octobre 2024	Série 10	<b>442</b>	442	442
Série 11	10 000	3,351 %	0,83775 \$	25,00 \$	28 novembre 2025	Série 12	<b>244</b>	244	244
Série 13	—	—	—	—	—	—	—	493	493
Série 15	40 000	4,90 %	1,225 \$	25,00 \$	31 mai 2022	Série 16	<b>988</b>	988	988
							<b>3 487</b>	3 980	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), 2,96 % (série 12) ou 3,85 % (série 16)). 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), 2,96 % (série 11) ou 3,85 % sous réserve d'un taux minimum de 4,90 % (série 15).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,049 % pour les actions privilégiées de série 2 pour la période allant du 31 décembre 2021 au 31 mars 2022, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 1,409 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 31 décembre 2021 au 31 mars 2022, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 1,686 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2021 au 30 janvier 2022, 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 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, qui a été déclaré auparavant le 6 mai 2021. 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.

Le 1<sup>er</sup> 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.

Le 30 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.

Le 31 décembre 2019, 173 954 actions privilégiées de série 1 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 2 et 5 252 715 actions privilégiées de série 2 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 1.

## 24. 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 :

<b>exercice clos le 31 décembre 2021</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
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 non réalisés 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
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>894</b>	<b>(252)</b>	<b>642</b>

<b>exercice clos le 31 décembre 2020</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
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 non réalisés 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)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(1 056)</b>	<b>138</b>	<b>(918)</b>

<b>exercice clos le 31 décembre 2019</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(914)	(30)	(944)
Reclassement des gains de conversion à la cession des établissements étrangers	(13)	—	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	46	(11)	35
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(78)	16	(62)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	19	(5)	14
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(15)	5	(10)
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	14	(4)	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(114)	32	(82)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(1 055)</b>	<b>3</b>	<b>(1 052)</b>

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	107	(23)	(314)	(376)	(606)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	(824)	(49)	(10)	(86)	(969)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	(13)	14	10	5	16
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(837)	(35)	—	(81)	(953)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2019	(730)	(58)	(314)	(457)	(1 559)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	(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 <sup>2</sup>	<b>(98)</b>	<b>(11)</b>	<b>158</b>	<b>506</b>	<b>555</b>
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>3</sup>	—	<b>55</b>	<b>14</b>	<b>28</b>	<b>97</b>
<b>Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net</b>	<b>(98)</b>	<b>44</b>	<b>172</b>	<b>534</b>	<b>652</b>
Acquisition de TC PipeLines, LP <sup>4</sup>	<b>362</b>	<b>(13)</b>	—	<b>4</b>	<b>353</b>
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2021</b>	<b>(1 009)</b>	<b>(112)</b>	<b>(113)</b>	<b>(200)</b>	<b>(1 434)</b>

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 le reclassement des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 12 millions de dollars (pertes de 30 millions de dollars en 2020; pertes de 85 millions de dollars en 2019), de gains de 1 million de dollars (pertes de 16 millions de dollars en 2020; pertes de 13 millions de dollars en 2019) et de gains de 1 million de dollars (gains de 1 million de dollars en 2020; pertes de 1 million de dollars en 2019).

3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 62 millions de dollars (47 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2021. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

4 Représente les autres éléments du résultat étendu attribuables 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 21 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu			Poste visé à l'état consolidé des résultats <sup>1</sup>
	2021	2020	2019	
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>				
Produits de base	(22)	(1)	(7)	Produits (Énergie et stockage)
Taux d'intérêt	(46)	(28)	(12)	Intérêts débiteurs
Taux d'intérêt	—	(613)	—	Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente <sup>2</sup>
	<b>(68)</b>	<b>(642)</b>	<b>(19)</b>	Total avant les impôts
	<b>13</b>	<b>160</b>	<b>5</b>	Charge d'impôts <sup>2</sup>
	<b>(55)</b>	<b>(482)</b>	<b>(14)</b>	Déduction faite des impôts <sup>3</sup>
<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>				
Amortissement des pertes actuarielles	(22)	(23)	(14)	Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>4</sup>
Gain sur règlement	2	—	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>4</sup>
	<b>(20)</b>	<b>(23)</b>	<b>(14)</b>	Total avant les impôts
	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	Charge d'impôts
	<b>(14)</b>	<b>(17)</b>	<b>(10)</b>	Déduction faite des impôts
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>				
Bénéfice tiré des participations	(37)	(15)	(8)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	Charge d'impôts
	<b>(28)</b>	<b>(11)</b>	<b>(5)</b>	Déduction faite des impôts <sup>3</sup>
<b>Écarts de conversion</b>				
Gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	—	13	Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente
	—	—	—	Charge d'impôts
	—	—	13	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 28 « 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 (pertes de 7 millions de dollars en 2020; néant en 2019).

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 25 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

## 25. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à certains de ses 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<sup>er</sup> 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. 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 est d'environ dix ans au 31 décembre 2021 (neuf ans en 2020 et en 2019).

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 11 ans au 31 décembre 2021 (11 ans en 2020 et en 2019). En 2021, la société a passé en charges un montant de 58 millions de dollars (58 millions de dollars en 2020; 61 millions de dollars en 2019) 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 :

<b>exercices clos les 31 décembre</b> (en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Régimes PD	<b>105</b>	124	122
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	<b>8</b>	9	22
Régimes d'épargne et CD	<b>58</b>	58	61
	<b>171</b>	191	205

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 espèces, jusqu'à certains seuils. Ainsi, en plus des cotisations en espèces susmentionnées, en 2021, la société a fourni une lettre de crédit de 20 millions de dollars pour le régime PD canadien (13 millions de dollars en 2020; 12 millions de dollars en 2019), pour un total de 322 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2021.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2021, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1<sup>er</sup> janvier 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, il y a eu un règlement et une compression au titre du régime PD américain en décembre 2021. 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 non réalisé 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 participation des employés au PDVR a également donné lieu à une compression du régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite américain en décembre 2021. La perte sur compression a diminué de 3 millions de dollars le gain actuariel non réalisé associé au régime, 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	
	2021	2020	2021	2020
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations<sup>1</sup></b>				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	4 326	4 058	457	427
Coût des services rendus	171	155	6	6
Coût financier	119	133	12	14
Cotisations des employés	6	6	1	—
Prestations versées	(372)	(249)	(21)	(21)
(Gain actuariel ) perte actuarielle	(208)	242	(35)	36
Compression	(5)	—	3	—
Variations du taux de change	(10)	(19)	(4)	(5)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	4 027	4 326	419	457
<b>Variation des actifs des régimes</b>				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	4 038	3 693	441	406
Rendement réel des actifs des régimes	376	485	5	56
Cotisations de l'employeur <sup>2</sup>	105	124	8	9
Cotisations des employés	6	6	1	—
Prestations versées	(372)	(249)	(21)	(21)
Variations du taux de change	(8)	(21)	(3)	(9)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	4 145	4 038	431	441
<b>Situation de capitalisation – Excédent (déficit) des régimes</b>	<b>118</b>	<b>(288)</b>	<b>12</b>	<b>(16)</b>

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 de lettres de crédit de 20 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (13 millions de dollars en 2020).

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 2,70 % en 2020 à 3,05 % en 2021.

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 2,75 % en 2020 à 3,10 % en 2021.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2021	2020	2021	2020
Autres actifs à long terme (note 14)	119	29	193	178
Créditeurs et autres	—	—	(8)	(8)
Autres passifs à long terme (note 17)	(1)	(317)	(173)	(186)
	118	(288)	12	(16)

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2021	2020	2021	2020
Obligation au titre des prestations projetées <sup>1</sup>	(2 687)	(3 292)	(183)	(194)
Actifs des régimes à la juste valeur	2 686	2 975	—	—
<b>Situation de capitalisation – déficit des régimes</b>	<b>(1)</b>	<b>(317)</b>	<b>(183)</b>	<b>(194)</b>

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

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021	2020
Obligation au titre des prestations constituées	(3 714)	(3 957)
Actifs des régimes à la juste valeur	4 145	4 038
<b>Situation de capitalisation – Excédent des régimes</b>	<b>431</b>	<b>81</b>

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 2021 et au 31 décembre 2020.

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
	2021	2020	2021
Titres d'emprunt	34 %	33 %	25 % à 45 %
Titres de participation	53 %	57 %	35 % à 65 %
Autres actifs	13 %	10 %	10 % à 20 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt 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)	2021	2020	Pourcentage des actifs des régimes	
			2021	2020
Titres d'emprunt	7	13	0,2 %	0,3 %
Titres de participation	5	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 et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

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 26 « 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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Catégorie d'actifs</b>										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	68	87	2	—	—	—	70	87	2	2
Titres de participation :										
Canada	269	276	148	177	—	—	417	453	9	10
États-Unis	649	594	164	211	—	—	813	805	18	18
International	126	114	354	380	—	—	480	494	10	11
Mondial	111	116	313	368	—	—	424	484	9	11
Marchés émergents	25	35	120	125	—	—	145	160	3	4
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	226	207	—	—	226	207	5	5
Provincial	—	—	331	283	—	—	331	283	7	6
Municipal	—	—	16	13	—	—	16	13	—	—
Entreprises	—	—	147	151	—	—	147	151	4	3
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	433	444	15	14	—	—	448	458	10	10
Municipal	—	—	1	2	—	—	1	2	—	—
Entreprises	67	72	143	143	—	—	210	215	5	5
International :										
Gouvernements	6	8	7	6	—	—	13	14	—	—
Entreprises	—	—	73	48	—	—	73	48	2	1
Titres adossés à des créances immobilières	42	47	5	4	—	—	47	51	1	1
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	283	213	283	213	6	5
Infrastructure	—	—	—	—	281	203	281	203	6	5
Fonds de capital-investissement	—	—	—	—	1	1	1	1	—	—
Instruments dérivés	—	—	—	(8)	—	—	—	(8)	—	—
Dépôts	150	145	—	—	—	—	150	145	3	3
	<b>1 946</b>	1 938	<b>2 065</b>	2 124	<b>565</b>	417	<b>4 576</b>	4 479	<b>100</b>	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 2019	379
Achats et ventes	42
Pertes réalisées et non réalisées	(4)
Solde au 31 décembre 2020	417
Achats et ventes	100
Gains réalisés et non réalisés	48
<b>Solde au 31 décembre 2021</b>	<b>565</b>

En 2022, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 76 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'aux régimes d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 7 millions de dollars et 55 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 20 millions de dollars 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
2022	208	25
2023	211	25
2024	216	24
2025	220	24
2026	224	24
2027 à 2031	1 171	114

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 2021. 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	
	2021	2020	2021	2020
Taux d'actualisation	3,05 %	2,70 %	3,10 %	2,75 %
Taux de croissance de la rémunération	2,95 %	2,60 %	—	—

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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Taux d'actualisation	<b>2,70 %</b>	3,20 %	3,90 %	<b>2,80 %</b>	3,35 %	4,10 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	<b>6,15 %</b>	6,40 %	6,60 %	<b>3,00 %</b>	3,50 %	4,30 %
Taux de croissance de la rémunération	<b>2,60 %</b>	3,00 %	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 5,60 % pour 2022. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5,00 % d'ici 2029 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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Coût des services rendus <sup>1</sup>	<b>171</b>	155	126	<b>6</b>	6	5
Autres composantes du coût net des prestations <sup>1</sup>						
Coût financier	<b>119</b>	133	142	<b>12</b>	14	17
Rendement prévu des actifs des régimes	<b>(234)</b>	(230)	(222)	<b>(13)</b>	(14)	(15)
Amortissement de la perte actuarielle	<b>23</b>	21	12	<b>2</b>	2	2
Amortissement de l'actif réglementaire	<b>27</b>	25	14	<b>2</b>	2	2
Gain sur compression	<b>(5)</b>	—	—	—	—	—
Gain sur règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	<b>(2)</b>	—	—	—	—	—
	<b>(72)</b>	(51)	(54)	<b>3</b>	4	6
<b>Coût net des prestations constaté</b>	<b>99</b>	104	72	<b>9</b>	10	11

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 :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021		2020		2019	
	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	<b>147</b>	<b>5</b>	358	22	398	20

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2021		2020		2019	
	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	(23)	(2)	(21)	(2)	(12)	(2)
Compression	—	3	—	—	—	—
Règlement	2	—	—	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	(190)	(18)	(18)	3	52	(37)
	(211)	(17)	(39)	1	40	(39)

## 26. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

### Aperçu de la gestion des risques

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

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. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties 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 du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties 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 l'offre 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.

Bon nombre d'instruments financiers et obligations contractuelles de TC Énergie comportent des composantes à taux variable qui sont fondées sur le TIOI en dollars US, dont certains paramètres ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet se fera d'ici le milieu de 2023. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Modifications comptables » pour un complément d'information.

#### **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 petite 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 nous exerçons au Mexique est le dollar américain. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars américains; toutefois, la fluctuation du peso mexicain par rapport au dollar américain peut influencer sur le bénéfice net de la société. Cette exposition est gérée 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, à des contrats de change à terme 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)	2021		2020	
	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2022 à 2023)	(4)	3 800 US	45	2 200 US
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2022 à 2025) <sup>3</sup>	23	400 US	23	400 US
	19	4 200 US	68	2 600 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 2021 comprend des gains réalisés nets de 1 million de dollars (gains de 1 million de dollars en 2020) 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)	2021	2020
Montant nominal	30 700 (24 200 US)	27 700 (21 800 US)
Juste valeur	35 500 (28 100 US)	33 800 (26 500 US)

### Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties de TC Énergie correspond à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs et à certains recouvrements contractuels, aux actifs disponibles à la vente, à la juste valeur des actifs dérivés et à des prêts.

Les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19 et les perturbations de l'offre et de la demande d'énergie à l'échelle mondiale qui en découlent continuent de favoriser l'incertitude du marché qui nuit à un certain nombre de clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie a resserré sa surveillance des contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières et accru ses communications avec elles.

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 justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Aux 31 décembre 2021 et 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, 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 car ces derniers 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.

## 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, 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)	2021		2020	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche à court terme (note 19)	(38 661)	(45 615)	(36 885)	(46 054)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 20)	(8 939)	(9 236)	(8 498)	(8 908)
	(47 600)	(54 851)	(45 383)	(54 962)

## 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)	2021		2020	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>
Juste valeur des titres à revenu fixe <sup>2,3</sup>				
Échéant à moins de 1 an	—	26	—	17
Échéant entre 1 an et 5 ans	8	107	—	66
Échéant entre 5 et 10 ans	1 150	—	985	—
Échéant à plus de 10 ans	84	—	85	—
Juste valeur des titres de participation <sup>2,4</sup>	817	—	736	—
	2 059	133	1 806	83

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	2021		2020		2019	
	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>
(en millions de dollars canadiens)						
Gains nets non réalisés (pertes nettes non réalisées)	45	(2)	130	1	32	3
Gains nets réalisés <sup>3</sup>	3	—	20	1	60	—

1 Les gains 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 à titre d'actifs 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 de la société.

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.

### 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 non réalisés 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 recouverts ou remboursés 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 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 dérivés <sup>1</sup>
Autres actifs à court terme (note 7)				
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	122	122
Change	—	10	37	47
	—	10	159	169
Autres actifs à long terme (note 14)				
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	8	8
Change	—	32	6	38
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	2	—	—	2
	2	32	14	48
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>2</b>	<b>42</b>	<b>173</b>	<b>217</b>
Créditeurs et autres (note 16)				
Produits de base <sup>2</sup>	(23)	—	(138)	(161)
Change	—	(4)	(46)	(50)
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	(10)	—	—	(10)
	(33)	(4)	(184)	(221)
Autres passifs à long terme (note 17)				
Produits de base <sup>2</sup>	(4)	—	(6)	(10)
Change	—	(19)	(10)	(29)
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	(8)	—	—	(8)
	(12)	(19)	(16)	(47)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(45)</b>	<b>(23)</b>	<b>(200)</b>	<b>(268)</b>
<b>Total des instruments dérivés</b>	<b>(43)</b>	<b>19</b>	<b>(27)</b>	<b>(51)</b>

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, un paiement de l'ordre de 10 millions de dollars visant à régler une perte afférente à des instruments financiers a été porté dans les (sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

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

<b>au 31 décembre 2020</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Couvertures de l'investissement net</b>	<b>Détenus à des fins de transaction</b>	<b>Juste valeur totale des instruments dérivés<sup>1</sup></b>
(en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à court terme (note 7)				
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	13	13
Change	—	47	175	222
	—	47	188	235
Autres actifs à long terme (note 14)				
Change	—	22	19	41
	—	22	19	41
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>—</b>	<b>69</b>	<b>207</b>	<b>276</b>
Créditeurs et autres (note 16)				
Produits de base <sup>2</sup>	(8)	—	(32)	(40)
Change	—	(1)	(10)	(11)
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	(21)	—	—	(21)
	(29)	(1)	(42)	(72)
Autres passifs à long terme (note 17)				
Produits de base <sup>2</sup>	(6)	—	(4)	(10)
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	(49)	—	—	(49)
	(55)	—	(4)	(59)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(84)</b>	<b>(1)</b>	<b>(46)</b>	<b>(131)</b>
<b>Total des instruments dérivés</b>	<b>(84)</b>	<b>68</b>	<b>161</b>	<b>145</b>

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

3 Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, un paiement de l'ordre de 130 millions de dollars visant à régler une perte afférente à des instruments financiers a été porté dans les (sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités de financement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

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.

### 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 :

<b>au 31 décembre 2021</b>	<b>Électricité</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Liquides</b>	<b>Change</b>	<b>Intérêts</b>
Achats <sup>1</sup>	553	104	34	—	—
Ventes <sup>1</sup>	1 043	52	38	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	6 636	650
Millions de pesos mexicains	—	—	—	5 500	—
Dates d'échéance	<b>2022-2026</b>	<b>2022-2027</b>	<b>2022</b>	<b>2022-2026</b>	<b>2024-2026</b>

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi<sup>3</sup> et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2020	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats <sup>1</sup>	185	13	26	—	—
Ventes <sup>1</sup>	1 786	14	30	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	4 432	1 100
Millions de pesos mexicains	—	—	—	1 700	—
Dates d'échéance	2021-2025	2021-2027	2021	2021-2022	2022-2026

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi<sup>3</sup> et en millions de barils respectivement.

### Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(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	2021	2020	2019
(en millions de dollars canadiens)			
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>			
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	9	(23)	(111)
Change	(203)	126	245
Gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	287	183	378
Change	240	(33)	(70)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures<sup>2</sup></b>			
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(44)	6	(6)
Taux d'intérêt	(32)	(16)	2

1 Les montants nets des gains et pertes réalisés et non réalisés 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 non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres.

2 En 2021, 2020 et 2019, 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.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 24) 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	2021	2020	2019
(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)			
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>			
Produits de base	(35)	(5)	(15)
Taux d'intérêt	22	(766)	(63)
	(13)	(771)	(78)

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.

## 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 :

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Couvertures de la juste valeur</b>			
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>			
Éléments couverts	—	(3)	(19)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	1	1
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>			
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net <sup>2,3</sup>			
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	<b>(46)</b>	(648)	(12)
Contrats sur produits de base <sup>4</sup>	<b>(22)</b>	(1)	(7)

- 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 les actifs vendus ou destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- Il y a lieu de se reporter à la note 24 « 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.
- Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.
- Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie et du stockage 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 :

<b>au 31 décembre 2021</b>	<b>Montants bruts des instruments dérivés</b>	<b>Montants disponibles à des fins de compensation<sup>1</sup></b>	<b>Montants nets</b>
(en millions de dollars canadiens)			
<b>Actifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	<b>130</b>	<b>(91)</b>	<b>39</b>
Change	<b>85</b>	<b>(54)</b>	<b>31</b>
Taux d'intérêt	<b>2</b>	<b>(1)</b>	<b>1</b>
	<b>217</b>	<b>(146)</b>	<b>71</b>
<b>Passifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	<b>(171)</b>	<b>91</b>	<b>(80)</b>
Change	<b>(79)</b>	<b>54</b>	<b>(25)</b>
Taux d'intérêt	<b>(18)</b>	<b>1</b>	<b>(17)</b>
	<b>(268)</b>	<b>146</b>	<b>(122)</b>

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

au 31 décembre 2020 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation <sup>1</sup>	Montants nets
<b>Actifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	13	(7)	6
Change	263	(11)	252
	276	(18)	258
<b>Passifs liés aux instruments dérivés</b>			
Produits de base	(50)	7	(43)
Change	(11)	11	—
Taux d'intérêt	(70)	—	(70)
	(131)	18	(113)

<sup>1</sup> 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 144 millions de dollars et des lettres de crédit de 130 millions de dollars au 31 décembre 2021 (54 millions de dollars et 15 millions de dollars en 2020, respectivement). Au 31 décembre 2021, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie et le solde des lettres de crédit fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs se chiffrait à 6 millions de dollars (respectivement de néant et de néant en 2020).

#### **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 2021, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 5 millions de dollars (4 millions de dollars en 2020), 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 2021, 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
<b>Niveau 1</b>	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.
<b>Niveau 2</b>	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.
<b>Niveau 3</b>	Cette catégorie comprend essentiellement 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 2021		Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) <sup>1</sup>	Données importantes non observables (niveau 3) <sup>1</sup>	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)

<sup>1</sup> Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

au 31 décembre 2020		Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)	Autres données importantes observables (niveau 2) <sup>1</sup>	Données importantes non observables (niveau 3) <sup>1</sup>	Total
(en millions de dollars canadiens)					
Actifs liés aux instruments dérivés					
Produits de base		3	10	—	13
Change		—	263	—	263
Passifs liés aux instruments dérivés					
Produits de base		(15)	(31)	(4)	(50)
Change		—	(11)	—	(11)
Taux d'intérêt		—	(70)	—	(70)
		(12)	161	(4)	145

<sup>1</sup> Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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)	2021	2020
Solde au début de l'exercice	(4)	(7)
Total des (pertes) gains comptabilisés dans le bénéfice net	(3)	3
Règlements	1	—
<b>Solde à la fin de l'exercice<sup>1</sup></b>	<b>(6)</b>	<b>(4)</b>

1 Les produits comprennent des pertes non réalisées de 3 millions de dollars (gains non réalisés de 3 millions de dollars en 2020) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2021.

## 27. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2021	2020	2019
(Augmentation) diminution des débiteurs	(925)	129	31
Augmentation des stocks	(93)	(55)	(42)
Augmentation des autres actifs à court terme	(141)	(221)	(15)
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	890	(162)	352
Diminution des intérêts courus	(18)	(18)	(33)
<b>(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation</b>	<b>(287)</b>	<b>(327)</b>	<b>293</b>

## 28. 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 les actifs vendus ou destinés à la vente » 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.

## Gazoducs – États-Unis

### Actifs de Columbia Midstream

En août 2019, TC Énergie a mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à un tiers pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture.

La société a inscrit un gain sur la vente de 21 millions de dollars avant les impôts (une perte de 152 millions de dollars après les impôts) lequel tient compte de l'incidence de gains de change de 4 millions de dollars reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net et d'un écart d'acquisition de 595 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'était pas déductible aux fins de l'impôt. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Cette vente ne comprenait aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, l'entreprise d'exploitation des minéraux de la société située dans le bassin des Appalaches.

En 2020, au moment de produire ses déclarations de revenu annuelles pour 2019 visant ses activités américaines, la société a inscrit un recouvrement d'impôts de 18 millions de dollars en lien avec la vente.

### Columbia Pipeline Group, Inc.

Au moment de l'acquisition de Columbia en juillet 2016, certains actionnaires de Columbia ont exprimé leur désaccord à l'égard de la transaction et ils n'ont pas remis leurs actions. En octobre 2019, TC Énergie a versé un montant totalisant 373 millions de dollars (284 millions de dollars US) aux actionnaires dissidents de Columbia, ce qui correspond à la valeur d'expertise de leurs actions aux termes d'une décision d'un tribunal, confirmant ainsi le prix d'achat initial de l'action de Columbia, soit 25,50 \$ US plus les intérêts courus.

## Pipelines de liquides

### Northern Courier

En juillet 2019, TC Énergie a conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à un tiers pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de la participation résiduelle de 15 % de la société à la juste valeur. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Après les impôts, le gain de 115 millions de dollars reflétait l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars et le produit qui en découle a été versé intégralement à TC Énergie.

Le 30 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 les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats.

## Énergie et stockage

### 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 les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats. Cette perte pourrait être encore révisée ultérieurement au moment du règlement des réclamations d'assurance en cours.

### Centrale de Coolidge

En mai 2019, la société a réalisé la vente de sa centrale de Coolidge, située en Arizona, à Salt River Projet Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, conformément au droit contractuel de premier refus de SRP, pour un produit de 448 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente, avant les impôts, de 68 millions de dollars (54 millions de dollars après les impôts) lequel comprend l'incidence des gains de change de 9 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net. Le gain avant les impôts a été pris en compte au poste « Gain net (perte nette) sur les actifs vendus ou destinés à la vente » à l'état consolidé des résultats.

## 29. 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 239 millions de dollars en 2021 (224 millions de dollars en 2020; 236 millions de dollars en 2019).

La société a conclu des CAE auprès de centrales éoliennes et d'énergie solaire d'une durée de 8 à 15 ans visant l'achat de la totalité de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales connexes. Les paiements futurs ne peuvent être raisonnablement estimés puisqu'ils sont tributaires de la quantité d'électricité produite.

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 2021, TC Énergie avait les engagements suivants au titre des dépenses en immobilisations :

- un montant d'environ 1,5 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 0,1 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 0,1 milliard de dollars dans son secteur des gazoducs au Mexique, se rapportant principalement aux coûts des travaux de construction liés aux gazoducs de Tula et Villa de Reyes;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur des pipelines de liquides, se rapportant principalement aux projets d'investissement sur la côte américaine du golfe du Mexique;
- un montant d'environ 0,1 milliard de dollars dans son secteur de l'énergie et du stockage, 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 2021, la société avait constaté quelque 30 millions de dollars (24 millions de dollars en 2020) 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, exclusion faite de l'action en justice afférente à Keystone XL, décrite ci-après, n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Le 22 novembre 2021, TC Énergie a déposé une demande d'arbitrage afin d'instituer officiellement une requête en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») visant à compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel relatif au projet d'oléoduc Keystone XL. La société cherchera à obtenir des dommages-intérêts de plus de 15 milliards de dollars US en raison du manquement du gouvernement des États-Unis à ses obligations en vertu de l'ALENA. Cette requête étant à un stade préliminaire, il est actuellement impossible d'établir à quel moment l'issue sera connue.

## Garanties

Le 30 novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier et elle a par la suite libéré toutes les garanties connexes. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information. En tant qu'exploitant du pipeline Northern Courier avant la vente, TC Énergie avait garanti la performance financière du pipeline relativement aux services de livraison et à ceux liés aux terminaux qui se rapportent au bitume et au diluant ainsi que les obligations financières conditionnelles relativement aux contrats de sous-location.

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.

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 du bilan consolidé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

aux 31 décembre		2021		2020	
(en millions de dollars canadiens)	Échéance	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable
Sur de Texas	jusqu'en 2043	93	—	100	—
Bruce Power	jusqu'en 2023	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	jusqu'en 2043	80	4	78	4
Pipeline Northern Courier <sup>2</sup>		—	—	300	26
		261	4	566	30

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

2 Le 30 novembre 2021, TC Énergie a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier et elle a par la suite libéré toutes les garanties connexes. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

### 30. 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.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont considérées comme des EDDV non consolidées et elles sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

#### EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques dans lesquelles la société est 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.

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 considérés comme des entreprises s'établissent comme suit :

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	72	254
Débiteurs	70	61
Stocks	28	26
Autres actifs à court terme	13	11
	<b>183</b>	352
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>3 672</b>	3 325
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>890</b>	714
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>421</b>	424
<b>Autres actifs à long terme</b>	<b>—</b>	8
	<b>5 166</b>	4 823
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs et autres	232	109
Participation sans contrôle rachetable	—	633
Intérêts courus	17	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	29	579
	<b>278</b>	1 342
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>66</b>	60
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>1</b>	11
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>13</b>	12
<b>Dette à long terme</b>	<b>2 025</b>	2 468
	<b>2 383</b>	3 893

Au 31 décembre 2020, certaines EDDV consolidées détenaient une participation sans contrôle rachetable qui avait priorité de rang sur la participation de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Keystone XL » pour un complément d'information.

### EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités juridiques dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger 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.

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 :

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars canadiens)	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Bilan</b>		
Prêt à une société liée (note 11)	<b>1</b>	—
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	<b>4 493</b>	3 306
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc et autres <sup>1</sup>	<b>1 605</b>	1 371
Prêt à long terme à une société liée (note 11)	<b>238</b>	—
<b>Hors bilan<sup>2</sup></b>		
Coastal GasLink <sup>3</sup>	<b>3 037</b>	1 107
Bruce Power	<b>974</b>	1 183
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc <sup>1</sup>	<b>171</b>	399
<b>Risque maximal de perte</b>	<b>10 519</b>	7 366

- 1 Le 30 novembre 2021, la société a vendu sa participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la note 28 « Acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- 2 Comprend un risque éventuel maximal découlant des garanties et des engagements futurs en matière de financement.
- 3 Comprend le montant total fixé à 3 275 millions de dollars en vertu d'une convention de prêt subordonnée conclue avec Coastal GasLink LP duquel est retranché l'encours de 238 millions de dollars aux termes de cette convention de prêt en date du 31 décembre 2021. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.