

TC Énergie présente de solides résultats pour le deuxième trimestre de 2022 Les niveaux d'utilisation demeurent élevés dans notre réseau alors que nous progressons dans la mise en place de la plus importante solution de GNL au Canada

CALGARY (Alberta) – Le 28 juillet 2022 – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a publié aujourd'hui ses résultats du deuxième trimestre. « Au cours du premier semestre de 2022, nous avons dégagé de solides résultats qui reflètent les niveaux d'utilisation élevés que nous continuons d'observer dans l'ensemble de notre réseau. La demande pour du gaz naturel propre et obtenu de manière responsable se maintient en Amérique du Nord, alors que la sécurité énergétique soutient également la croissance dans le marché mondial des GNL », a déclaré François Poirier, président et chef de la direction de TC Énergie. « Je suis ravi d'annoncer que nous avons franchi une étape importante en ce qui a trait à Coastal GasLink Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »), ayant conclu des ententes révisées avec LNG Canada qui permettront d'assurer l'exécution sécuritaire et en temps opportun de notre plus gros projet lié aux GNL. Le projet Coastal GasLink, de 670 kilomètres, est réalisé à environ 70 %, la mise en service des composantes mécaniques étant prévue d'ici la fin de 2023. Conjointement avec LNG Canada, ce projet procurera un premier accès direct pour le gaz naturel canadien vers les marchés internationaux de GNL. En misant sur notre capacité concurrentielle, nous continuons à développer des solutions pour acheminer, produire et stocker l'énergie dont l'Amérique du Nord a besoin de façon sécuritaire et de plus en plus durable », a poursuivi M. Poirier.

Points saillants

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

- Conformément aux perspectives incluses dans notre rapport annuel 2021, le BAIIA comparable de 2022 devrait être légèrement supérieur à celui de 2021; toutefois, le résultat comparable par action ordinaire de 2022 devrait être comparable à celui de 2021.
- Les résultats du deuxième trimestre 2022 ont été soutenus par une utilisation et une fiabilité solides de nos actifs. Le besoin continu de sécurité énergétique a remis au premier plan le rôle à long terme que notre infrastructure jouera pour répondre de manière responsable aux demandes énergétiques de l'Amérique du Nord :
 - près du quart des volumes d'exportation provenant des installations de GNL aux États-Unis passe toujours par nos gazoducs aux États-Unis et nous avons fait progresser des projets d'une capacité additionnelle de 3,3 Gpi³/j au cours du premier semestre de l'exercice;
 - les livraisons totales du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 12,8 Gpi³/j, en hausse de 9 % par rapport au deuxième trimestre de 2021;
 - le secteur des gazoducs aux États-Unis a généré des débits moyens de 25,4 Gpi³/j, en hausse de plus de 3 % par rapport au deuxième trimestre de 2021;
 - les arrêts d'exploitation prévus à Bruce Power ont été réalisés plus tôt que prévu et les résultats ont été bonifiés par la hausse d'environ 10 \$ le MWh du prix contractuel de l'électricité entrée en vigueur le 1^{er} avril 2022, dans le cadre du programme de RCP, des travaux de gestion d'actifs et des ajustements annuels;
 - environ 610 000 b/j ont été acheminés de manière sécuritaire par le réseau d'oléoducs Keystone au cours du trimestre, étant donné que nous avons mis en service, le 1^{er} avril 2022, près de 30 % des contrats ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019, des volumes additionnels étant prévus d'ici la clôture de l'exercice.

- Résultats financiers du deuxième trimestre de 2022 :
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 0,9 milliard de dollars (0,90 \$ par action ordinaire), comparativement à un bénéfice net de 1,0 milliard de dollars (1,00 \$ par action ordinaire) en 2021. Résultat comparable¹ de 1,0 milliard de dollars (1,00 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,0 milliard de dollars (1,06 \$ par action ordinaire) en 2021.
 - Bénéfice sectoriel de 1,7 milliard de dollars, contre un bénéfice sectoriel de 1,6 milliard de dollars en 2021, et BAIIA comparable¹ de 2,4 milliards de dollars, contre 2,2 milliards de dollars en 2021.
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 0,9 milliard de dollars, comparativement à 1,7 milliard de dollars en 2021, et fonds provenant de l'exploitation comparables¹ de 1,6 milliard de dollars, contre 1,8 milliard de dollars en 2021.
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,90 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2022.
- Rétablissement de l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % aux termes de notre régime de réinvestissement des dividendes, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022, afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre engagement à effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP. Selon nos prévisions, sur la base de la participation antérieure, le RRD sera en vigueur pendant quatre trimestres.
- Poursuite de notre programme de projets d'investissement garantis de 28 milliards de dollars, dont des investissements de 1,5 milliard de dollars au deuxième trimestre de 2022.
- Conclusion d'ententes révisées avec LNG Canada concernant le projet Coastal GasLink, lequel est maintenant achevé à environ 70 %.
- Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW, qui serviront principalement à fournir de l'électricité issue de sources renouvelables à des sections du réseau d'oléoducs Keystone. Nous nous attendons à conclure d'autres contrats en 2022.

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	889	975	1 247	(82)
par action ordinaire – de base	0,90 \$	1,00 \$	1,27 \$	(0,08) \$
Bénéfice sectoriel				
Gazoducs – Canada	385	361	743	717
Gazoducs – États-Unis	711	688	1 021	1 561
Gazoducs – Mexique	162	138	282	290
Pipelines de liquides	261	250	533	(2 258)
Énergie et stockage	170	158	246	321
Siège social	(10)	(36)	21	(4)
Total du bénéfice sectoriel	1 679	1 559	2 846	627
BAlIA comparable				
Gazoducs – Canada	681	684	1 325	1 370
Gazoducs – États-Unis	915	879	2 022	1 934
Gazoducs – Mexique	190	164	338	344
Pipelines de liquides	341	366	670	759
Énergie et stockage	252	157	409	335
Siège social	(10)	(4)	(7)	(7)
BAlIA comparable	2 369	2 246	4 757	4 735
Amortissement	(635)	(633)	(1 261)	(1 278)
Intérêts débiteurs	(620)	(577)	(1 200)	(1 147)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	63	64	138	114
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	17	158	84	250
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(173)	(175)	(352)	(378)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(6)	(20)	(75)
Dividendes sur les actions privilégiées	(33)	(39)	(64)	(77)
Résultat comparable	979	1 038	2 082	2 144
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	1,06 \$	2,12 \$	2,22 \$
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	942	1 711	2 649	3 377
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 566	1 754	3 431	3 777
Dépenses d'investissement ¹	1 482	1 439	3 206	3 324
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,90 \$	0,87 \$	1,80 \$	1,74 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	983	979	982	966
– émises et en circulation à la fin de la période	984	979	984	979

1 Comprennent les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Message du chef de la direction

Compte tenu des solides performances enregistrées depuis le début de l'exercice, nous réaffirmons que le BAIIA comparable de 2022 devrait être légèrement supérieur à celui de 2021 et que nos perspectives liées au résultat comparable par action ordinaire de 2022 demeurent conformes aux résultats de 2021. Il y a lieu de se reporter au rapport annuel de 2021 pour obtenir un complément d'information. Le résultat comparable de 1,00 \$ par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables de 1,6 milliard de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 reflètent la nature assimilable à des services publics de nos activités, de même que l'apport des projets mis en service en 2021 et en 2022. En misant sur notre capacité concurrentielle, nous continuons de développer des solutions pour acheminer, produire et stocker l'énergie dont l'Amérique du Nord a besoin, de façon sécuritaire et de plus en plus durable.

Les résultats du deuxième trimestre de 2022 sont étayés par les niveaux d'utilisation élevés de notre portefeuille d'actifs, qui continue de répondre de manière fiable à la demande croissante d'énergie en Amérique du Nord. Les livraisons totales du réseau de NGTL se sont établies en moyenne à 12,8 Gpi³/j, en hausse de 9 % par rapport au deuxième trimestre de 2021. Le secteur Gazoducs – États-Unis a généré des débits moyens de 25,4 Gpi³/j, en hausse de plus de 3 % d'un exercice à l'autre, ce qui comprend un record quotidien en matière d'énergie de pointe fournie de 2,75 Gpi³ sur le réseau d'ANR. Au cours du premier semestre, nous avons fait progresser des projets liés au GNL d'environ 3,3 Gpi³/j en ce qui a trait à nos activités gazières aux États-Unis. Grâce à nos projets de gaz naturel aux États-Unis conjugués à Coastal GasLink, TC Énergie demeure en bonne position pour continuer à accroître sa part du marché nord-américain du GNL. La performance opérationnelle de Bruce Power au cours du deuxième trimestre a été exceptionnelle, grâce aux jours d'arrêt d'exploitation moins nombreux que prévu. L'exécution de projets se poursuit, le RCP de l'unité 6 ayant progressé jusqu'à la dernière partie de l'étape d'installation, tout en respectant le calendrier et le budget. De plus, environ 610 000 b/J ont été acheminés de manière sécuritaire par le réseau d'oléoducs Keystone au cours du trimestre, étant donné que nous avons mis en service, le 1^{er} avril 2022, près de 30 % des contrats ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019, des volumes additionnels étant prévus d'ici la clôture de l'exercice.

Par ailleurs, nous sommes ravis d'annoncer que Coastal GasLink LP a franchi une étape importante grâce à la conclusion d'ententes révisées avec LNG Canada qui contiennent une estimation révisée des coûts du projet, qui s'établissent à 11,2 milliards de dollars. Les ententes révisées nous permettront de continuer l'exécution sécuritaire et en temps opportun de ce projet de 670 kilomètres, qui est maintenant réalisé à environ 70 %, deux des huit sections étant terminées et la mise en service des composantes mécaniques étant prévue d'ici la fin de 2023. La station de compression Wilde Lake près de Chetwynd à l'extrémité est de la route, soit l'une des plus importantes parties de l'infrastructure du projet, approche également de son achèvement. Conjointement avec LNG Canada, ce projet de 2,1 Gpi³/j procurera un premier accès direct pour le gaz naturel de l'Ouest canadien vers les marchés internationaux de GNL, ce qui permettra de remplacer l'électricité alimentée au charbon et de potentiellement réduire les émissions globales de GES de 60 à 90 tonnes par an. Coastal GasLink LP est fière d'ouvrir la voie en ce qui a trait à la façon dont les projets énergétiques sont menés au Canada, ayant accordé des contrats de plus de 1,4 milliard de dollars aux communautés autochtones et locales jusqu'à maintenant et ayant récemment annoncé la conclusion d'un contrat d'option visant une participation de 10 % avec des communautés autochtones partenaires. À notre avis, les fondamentaux globaux du GNL demeurent favorables aux exportations supplémentaires à partir de l'Ouest canadien, qui selon nous peuvent être soutenues par l'agrandissement du projet Coastal GasLink.

Nos ententes révisées avec LNG Canada établissent un meilleur cadre pour l'avancement des projet et elles solidifient notre partenariat à long terme. Les ententes règlent certaines incertitudes à l'égard de coûts particuliers et prévus, elles réduisent le financement nécessaire pour le projet ainsi que les risques d'exécution, et elles nous permettent de poursuivre l'exécution sécuritaire et en temps opportun du projet. Nous demeurons convaincus de la viabilité économique du projet et, sous réserve d'une décision d'investissement finale en ce sens, nous prévoyons qu'une deuxième phase du projet Coastal GasLink pourrait rehausser le rendement de ce projet de TC Énergie.

Notre programme de projets d'investissement garantis atteint désormais 28 milliards de dollars et nous prévoyons approuver environ 5 milliards de dollars de projets par an tout au long de la décennie. Fait important, tous nos projets d'investissement garantis sont largement étayés par des contrats d'achat ferme à long terme ou des modèles d'exploitation réglementés, ce qui nous permet d'assurer la croissance des résultats et des flux de trésorerie tout en réduisant l'intensité de nos émissions de gaz à effet de serre et en continuant à abaisser nos mesures globales d'endettement. Comme nous l'avons annoncé lors de notre assemblée des investisseurs de 2021, notre programme de projets d'investissement garantis devrait permettre d'atteindre un taux de croissance annuel composé du BAIIA comparable de 5 % pour la période 2021-2026, ce qui viendra soutenir la croissance des dividendes, le financement des engagements au titre des dépenses en immobilisations et la réduction des mesures globales d'endettement.

Pour l'avenir, nous avons une occasion unique de soutenir la sécurité énergétique et d'adopter des solutions à faibles émissions de carbone. Nos infrastructures énergétiques essentielles raccordent les bassins importants d'Amérique du Nord aux installations d'exportation de GNL. Nous avons l'intention de poursuivre l'expansion, l'élargissement et la modernisation de notre réseau actuel de gazoducs. La production d'électricité zéro émission de Bruce Power continue de croître grâce à notre programme d'allongement du cycle de vie de 4,4 milliards de dollars et nous entrevoyons d'autres investissements au cours de la décennie. Nous améliorons également l'infrastructure actuelle de nos pipelines de liquides tout en gagnant de la souplesse opérationnelle pour mieux servir notre clientèle. Qui plus est, nous sommes à la recherche d'occasions de mettre sur pied de nouvelles solutions de production d'énergie, comme le réseau carbone de l'Alberta (*Alberta Carbon Grid*), la production d'hydrogène à grande échelle, l'accumulation par pompage hydraulique et les conventions d'achat électricité pour des projets d'énergie solaire et éolienne. Nous demeurons confiants à l'égard de nos plans d'affaires et nous prévoyons continuer de hausser notre dividende sur nos actions ordinaires à un taux annuel moyen de 3 % à 5 %, ce qui est conforme à notre approche conservatrice de répartition du capital et à notre profil historique de rendement ajusté en fonction du risque, et devrait nous donner la capacité de financer notre important programme d'investissement tout en améliorant notre solidité et notre flexibilité financières.

PERSPECTIVES

BAIIA comparable et résultat comparable

- Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard du BAIIA comparable et du résultat comparable par action ordinaire pour 2022 sont semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2021. Le BAIIA comparable de 2022 devrait être légèrement supérieur à celui de 2021 et les perspectives liées au résultat comparable par action ordinaire de 2022 devraient être conformes à celles de 2021. Il y a lieu de se reporter au rapport annuel de 2021 pour obtenir un complément d'information. Nous continuons de surveiller l'incidence que pourraient avoir sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable par action pour 2022 les changements qui touchent les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires, de même que la COVID-19.

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

- Le total de nos dépenses d'investissement prévues pour 2022 devrait maintenant s'établir à environ 8,5 milliards de dollars. L'augmentation par rapport à ce qui était indiqué dans le rapport annuel de 2021 est principalement attribuable aux apports de capitaux propres à titre de coentrepreneur d'environ 1,3 milliard de dollars que nous sommes censés verser en 2022 à Coastal GasLink LP conformément aux ententes révisées visant Coastal GasLink LP. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – Canada » pour obtenir des précisions sur le projet Coastal GasLink. En outre, les coûts afférents au projet de réseau de NGTL devraient augmenter, reflétant les pressions inflationnistes sur la main-d'œuvre et les matériaux, les conditions réglementaires supplémentaires et d'autres facteurs. Nous continuons de surveiller l'évolution de tous nos projets de construction, d'élaborer des stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si les conditions du marché et l'incidence de la COVID-19 nécessitent d'autres changements à notre programme d'investissement global de 2022.

FAITS RÉCENTS MARQUANTS :

Gazoducs – Canada

- **Coastal GasLink** : Coastal GasLink LP et LNG Canada ont conclu une entente qui règle des différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink.

Comme nous l'avons indiqué précédemment, les coûts en capital ont augmenté par rapport au coût initial estimé du projet en raison de l'élargissement de la portée du projet, des effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP. Les ententes révisées visant le projet contiennent une nouvelle estimation des coûts du projet, qui s'établissent à 11,2 milliards de dollars. Le financement de l'estimation révisée à la hausse des coûts du projet s'appuiera sur l'accroissement des facilités de crédit dédiées au projet existantes et sur un nouvel apport de capitaux propres de TC Énergie. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink aura lieu après les travaux de mise en service du gazoduc.

Prenant acte de l'estimation révisée des coûts en capital et des ententes révisées visant le projet intervenues avec LNG Canada, et conformément à un engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, nous fournirons un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, sous forme de versements à compter d'août 2022, lequel ne modifiera pas notre participation de 35 %. Tout financement supplémentaire requis pour financer la construction du pipeline proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné portant intérêt modifiée entre TC Énergie et Coastal GasLink LP, établie initialement au quatrième trimestre de 2021 dans le but de fournir un financement temporaire au projet. Tous les montants en cours aux termes de ce prêt modifié (majorés des intérêts courus) seront remboursés par les partenaires de Coastal GasLink, y compris nous, après la mise en service du pipeline et la détermination des coûts définitifs. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée du projet s'élèvera à environ 2,1 milliards de dollars, compte tenu de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars mentionné précédemment.

À la suite de la signature des ententes révisées visant le projet avec LNG Canada, les facilités de crédit dédiées au projet Coastal GasLink LP seront majorées de 1,6 milliard de dollars, jusqu'à un total de 8,4 milliards de dollars. Conformément à notre engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, notre engagement aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et les partenaires de Coastal GasLink LP sera réduit par rapport au montant actuel de 3,8 milliards de dollars, à mesure que la capacité aux termes des facilités de crédit dédiées au projet sera majorée et que nous effectuerons les versements sur l'apport en capitaux propres de 1,9 milliard de dollars, comme il est mentionné précédemment.

Le 9 mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation de 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet. La possibilité de devenir un partenaire commercial par l'entremise d'une participation a été offerte aux 20 Premières Nations qui sont parties à des accords existants avec Coastal GasLink LP. Ces dernières ont créé deux entités qui représentent collectivement, à l'heure actuelle, 16 communautés autochtones qui ont confirmé leur appui aux contrats d'option. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du pipeline, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNG Canada.

Le projet Coastal GasLink est réalisé à environ 70 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 75 % et les canalisations ont été installées sur plus de 320 km; les activités de remise en état sont en cours en plusieurs endroits.

- **Réseau de NGTL** : Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,5 milliard de dollars.

Gazoducs – États-Unis

- **Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR** : ANR 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 d'ANR à compter du 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. L'étude du dossier tarifaire avance comme prévu, et nous continuons de travailler en collaboration avec nos clients, la FERC et les autres parties prenantes afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

Gazoducs – Mexique

- **Tula et Villa de Reyes** : Les procédures d'arbitrage de la CFE visant les projets Tula et Villa de Reyes ont débuté en juin 2019, le litige portant sur les paiements de frais fixes de capacité en cas d'événements de force majeure. Les procédures d'arbitrage sont actuellement suspendues pendant que la direction continue de mener des négociations en collaboration avec la CFE.

Nous avons achevé avec succès l'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral et du tronçon nord du projet Villa de Reyes en avril 2022. Nous prévoyons terminer la construction du projet Villa de Reyes au début de 2023, sous réserve du dénouement fructueux des négociations en cours avec les collectivités voisines afin d'obtenir les droits de passage en suspens.

Énergie et stockage

- **Allongement du cycle de vie de Bruce Power** : Le 7 mars 2022, la SIERE a vérifié l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power soumis en décembre 2021. Le programme de RCP du réacteur 3 doit débiter au premier trimestre de 2023 pour se terminer en 2026.

Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté d'environ 10 \$ le MWh le 1^{er} avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2024, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

- **Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables** : Dans le cadre d'une demande d'information lancée en 2021, nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets d'énergie éolienne ou solaire ou de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés à la partie du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW. Nous continuons d'étudier les propositions reçues dans le cadre de la demande d'information et prévoyons de conclure d'autres contrats en 2022.

Autres solutions énergétiques

- **Carrefours de production d'hydrogène** : Dans le cadre de notre entente d'aménagement conjoint visant la production conclue avec Nikola, le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2023, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.
- **Réseau carbone de l'Alberta (ACG)** : En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait pouvoir transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le 29 mars 2022, l'ACG a été informé par le gouvernement de l'Alberta que notre proposition de projet définitif visant la construction et l'exploitation d'un carrefour de stockage du carbone et de lignes de collecte dans le centre industriel de l'Alberta faisait partie des propositions retenues. Le projet a été invité à passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province et à se soumettre à une évaluation pour apprécier plus précisément la viabilité du projet. Conçu pour être un

réseau librement accessible, l'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Siège social

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

Le 27 avril 2022, nous avons conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021. Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, nous avons inscrit une charge d'impôts de 152 millions de dollars US (compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières).

- **Régime de réinvestissement des dividendes** : Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre engagement à effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre régime de réinvestissement des dividendes, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022.

Conférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le **jeudi 28 juillet 2022 à 9 h (HAR) ou à 11 h (HAE)** pour discuter de nos résultats financiers du deuxième trimestre de 2022 et des faits nouveaux au sein de la société. Les conférenciers comprendront François Poirier, président et chef de la direction, Joel Hunter, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction.

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le **1-800-319-4610** au moins 15 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au TCEnergy.com/events ou à partir de l'URL suivante : <http://www.gowebcasting.com/11982>.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 4 août 2022; il suffira de composer le 1-855-669-9658, ainsi que le code d'accès 9146.

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

À propos de TC Énergie

Nous sommes une équipe de plus de 7 000 personnes travaillant à déplacer, produire et stocker l'énergie dont dépend l'Amérique du Nord. Aujourd'hui, nous prenons des mesures pour rendre cette énergie plus durable et plus sûre. Nous innovons et modernisons pour réduire les émissions de notre entreprise, et nous offrons des solutions adaptées – du gaz naturel et des énergies renouvelables au captage du carbone et à l'hydrogène – pour aider d'autres entreprises et industries à décarboner elles aussi. Nous investissons également dans les collectivités où nous vivons et travaillons à améliorer la résilience de ces collectivités et à bâtir ensemble un avenir meilleur.

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

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective, y compris sur les engagements et les cibles en matière de durabilité contenus dans notre *Rapport de 2021 sur la durabilité* et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), laquelle est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TC Énergie de l'information sur TC Énergie et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TC Énergie et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TC Énergie, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Étant donné que les résultats réels peuvent s'écarter considérablement de l'information prospective, le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective ni utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. Nous ne mettons pas à jour l'information prospective par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou après que des événements surviennent, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires et au rapport annuel de 2021 de la société les plus récents, qui sont classés sous le profil de TC Énergie dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov, ainsi qu'à la rubrique sur l'information prospective contenue dans notre *Rapport de 2021 sur la durabilité* et notre Plan de réduction des émissions de GES qui peuvent être consultés sur notre site Web au www.TCEnergy.com.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références aux mesures non conformes aux PCGR suivantes : le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, le BAIIA comparable et les fonds provenant de l'exploitation comparables. Ces mesures non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées en ajustant certaines mesures conformes aux PCGR en fonction d'éléments particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne sont pas représentatives des activités sous-jacentes pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Il y a lieu de se reporter i) à chaque secteur d'activités pour obtenir un rapprochement du BAIIA comparable et du bénéfice sectoriel; ii) à la rubrique « Résultats consolidés » pour obtenir un rapprochement du résultat comparable et du résultat comparable par action ordinaire et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice net par action ordinaire, respectivement; et iii) à la rubrique « Situation financière » pour obtenir un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation comparables et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du rapport de gestion de notre rapport trimestriel le plus récent pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons, cette section du rapport de

gestion étant intégrée par renvoi aux présents. Le rapport de gestion est disponible sous le profil de TC Énergie sur SEDAR (www.sedar.com).

Renseignements supplémentaires

Le présent communiqué devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2021. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

Renseignements aux médias :

Jaimie Harding / Hejdi Carlsen

media@tcenergy.com

403-920-7859 ou 800-608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

Gavin Wylie / Hunter Mau

investor_relations@tcenergy.com

403-920-7911 ou 800-361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Deuxième trimestre de 2022

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice				
Produits	3 637	3 182	7 137	6 563
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	889	975	1 247	(82)
par action ordinaire – de base	0,90 \$	1,00 \$	1,27 \$	(0,08) \$
BALIA comparable ¹	2 369	2 246	4 757	4 735
Résultat comparable	979	1 038	2 082	2 144
par action ordinaire	1,00 \$	1,06 \$	2,12 \$	2,22 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	942	1 711	2 649	3 377
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 566	1 754	3 431	3 777
Dépenses d'investissement ²	1 482	1 439	3 206	3 324
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,90 \$	0,87 \$	1,80 \$	1,74 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	983	979	982	966
– émises et en circulation à la fin de la période	984	979	984	979

1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel, la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la rubrique « Résultats consolidés ».

2 Comprennent les dépenses en immobilisations et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

Rapport de gestion

Le 27 juillet 2022

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2021. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion, y compris les acquisitions;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, notamment la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue du dividende;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- les coûts et les calendriers prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels;
- les processus de réglementation à suivre et leurs résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

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

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

Hypothèses

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions et de la transition énergétique;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- les taux d'inflation et les prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture;
- les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19.

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions et des cessions;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement et à la COVID-19;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et de recouvrements contractuels, notamment ceux liés au projet d'oléoduc Keystone XL;
- la concurrence dans nos secteurs d'activité;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- les risques liés aux facteurs ESG;
- l'incidence de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, notamment la pandémie de COVID-19 et ses répercussions imprévues.

Le lecteur trouvera des renseignements sur ces facteurs et sur d'autres encore dans le présent rapport de gestion et dans les autres rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2021.

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

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

- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des remboursements d'impôts sur le bénéfice, des provisions pour moins-value et des ajustements découlant des modifications des lois et des taux d'imposition en vigueur;
- des ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques et aux fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites et d'autres règlements;
- la dépréciation de l'écart d'acquisition, d'immobilisations corporelles, d'investissements et d'autres d'actifs;
- des coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

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

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

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

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

BAlIA comparable et BAlI comparable

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, la charge d'impôts, la participation sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net par action ordinaire.

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

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées dans nos états financiers consolidés de 2021. Nous croyons que les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des rentrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers indiqués ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Gazoducs – Canada	385	361	743	717
Gazoducs – États-Unis	711	688	1 021	1 561
Gazoducs – Mexique	162	138	282	290
Pipelines de liquides	261	250	533	(2 258)
Énergie et stockage	170	158	246	321
Siège social	(10)	(36)	21	(4)
Total du bénéfice sectoriel	1 679	1 559	2 846	627
Intérêts débiteurs	(620)	(583)	(1 200)	(1 153)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	63	64	138	114
Intérêts créditeurs et autres	(43)	127	18	189
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	1 079	1 167	1 802	(223)
(Charge) recouvrement d'impôts	(148)	(147)	(471)	293
Bénéfice net	931	1 020	1 331	70
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(6)	(20)	(75)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	922	1 014	1 311	(5)
Dividendes sur les actions privilégiées	(33)	(39)	(64)	(77)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	889	975	1 247	(82)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,90 \$	1,00 \$	1,27 \$	(0,08) \$

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 86 millions de dollars (0,10 \$ par action ordinaire) et augmenté de 1,3 milliard de dollars (1,35 \$ par action ordinaire) respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, comparativement aux mêmes périodes en 2021. La hausse enregistrée pour le semestre clos le 30 juin 2022 s'explique principalement par la charge de dépréciation d'actifs de 2,2 milliards de dollars après les impôts liée au projet d'oléoduc Keystone XL comptabilisée au premier trimestre de 2021, en partie contrebalancée par une charge de dépréciation de 531 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition inscrite au titre de Great Lakes et une charge d'impôts de 195 millions de dollars découlant du règlement relatif aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique au premier trimestre de 2022, et reflète également l'incidence des actions ordinaires émises pour l'acquisition de TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

Résultats de 2022 :

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes au premier trimestre de 2022. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements – Estimations comptables critiques et modifications de conventions comptables » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars et de 195 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 découlant du règlement relatif aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- des coûts liés à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars et de 8 millions de dollars après les impôts respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- des pertes non réalisées de 9 millions de dollars et de 24 millions de dollars après les impôts respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques.

Résultats de 2021 :

- une charge de dépréciation d'actifs de 2,2 milliards de dollars après les impôts, principalement au premier trimestre de 2021, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel;
- des coûts liés à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 16 millions de dollars après les impôts principalement pour le deuxième trimestre de 2021, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation liée à l'oléoduc Keystone XL, ainsi que des intérêts débiteurs sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle ne soit résiliée;
- un recouvrement de 13 millions de dollars, après les impôts, de certains coûts auprès de la SIERE au deuxième trimestre de 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020;
- un gain non réalisé de 2 millions de dollars après les impôts, depuis le début de l'exercice, sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques, ainsi que les postes particuliers mentionnés ci-dessus, qui ont été retranchés du résultat comparable. Le rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	889	975	1 247	(82)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	531	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	2	—	195	—
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	2	—	2 194
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	3	16	8	16
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(13)	—	(13)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	9	—	24	(2)
Activités de gestion des risques ¹	76	58	77	31
Résultat comparable	979	1 038	2 082	2 144
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	0,90 \$	1,00 \$	1,27 \$	(0,08) \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	0,54	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	0,20	—
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	—	2,27
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,01	0,01	0,01	0,02
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(0,01)	—	(0,01)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	0,01	—	0,02	(0,01)
Activités de gestion des risques	0,08	0,06	0,08	0,03
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	1,06 \$	2,12 \$	2,22 \$

1 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Gazoducs aux États-Unis	13	(4)	(2)	2
Pipelines de liquides	5	(14)	35	10
Installations énergétiques au Canada	3	1	(28)	1
Installations énergétiques aux États-Unis	(4)	—	(4)	—
Stockage de gaz naturel	(58)	2	(65)	3
Change	(60)	(63)	(38)	(58)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	25	20	25	11
Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques	(76)	(58)	(77)	(31)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	681	684	1 325	1 370
Gazoducs – États-Unis	915	879	2 022	1 934
Gazoducs – Mexique	190	164	338	344
Pipelines de liquides	341	366	670	759
Énergie et stockage	252	157	409	335
Siège social	(10)	(4)	(7)	(7)
BAIIA comparable	2 369	2 246	4 757	4 735
Amortissement	(635)	(633)	(1 261)	(1 278)
Intérêts débiteurs	(620)	(577)	(1 200)	(1 147)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	63	64	138	114
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	17	158	84	250
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(173)	(175)	(352)	(378)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(6)	(20)	(75)
Dividendes sur les actions privilégiées	(33)	(39)	(64)	(77)
Résultat comparable	979	1 038	2 082	2 144
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	1,06 \$	2,12 \$	2,22 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 juin 2022 a été supérieur de 123 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable aux résultats accrus des installations de stockage de gaz naturel et autres découlant de la gestion active de nos positions en gaz naturel au cours du deuxième trimestre de 2022 pour capitaliser sur les écarts favorables sur le gaz naturel en Alberta et aux apports positifs tirés de Bruce Power, en raison surtout du prix contractuel plus élevé contrebalancé en partie par la réduction des volumes du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs aux États-Unis reflétant principalement le raffermissement du dollar américain en 2022, les résultats du deuxième trimestre de 2022 étant sinon conformes à ceux de la période correspondante de 2021;
- le BAIIA plus élevé du secteur des gazoducs au Mexique attribuable surtout à la hausse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas découlant des intérêts débiteurs moins élevés imputables au remboursement de notre prêt libellé en pesos et à l'émission ultérieure d'un prêt libellé en dollars US le 15 mars 2022;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes contractuels sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par l'apport supérieur des activités de commercialisation des liquides, surtout imputable à l'amélioration des marges;
- le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Canada reflétant les coûts transférés à la baisse au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, contrebalancés par l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;

- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué plus loin, le BAIIA comparable en dollars US a diminué de 25 millions de dollars US par rapport à celui de 2021 pour s'établir à 1,1 milliard de dollars US; cependant, il a été converti au taux de 1,28 en 2022, contre 1,23 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du semestre clos le 30 juin 2022 a été supérieur de 22 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la progression du BAIIA du secteur des gazoducs aux États-Unis attribuable surtout au résultat plus élevé de Columbia Gas depuis le règlement approuvé par la FERC de l'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, au résultat supérieur de notre entreprise d'exploitation des minéraux et au résultat supplémentaire à la hausse tiré de la mise en service des projets de croissance, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des impôts fonciers;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable aux résultats accrus des installations de stockage de gaz naturel et autres découlant de la gestion active de nos positions en gaz naturel au cours du deuxième trimestre de 2022 pour capitaliser sur les écarts favorables sur le gaz naturel en Alberta et aux apports positifs tirés de Bruce Power, surtout en raison du prix contractuel plus élevé contrebalancé en partie par la réduction des volumes du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- le BAIIA moins élevé des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes contractuels et des marges de commercialisation sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, ce qui a été en partie compensé par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance;
- le BAIIA moins élevé du secteur des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la réduction des coûts transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, en partie contrebalancée par l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars US. Comme il est expliqué plus loin, le BAIIA comparable en dollars US a diminué de 55 millions de dollars US par rapport à celui de 2021 pour s'établir à 2,3 milliards de dollars US; cependant, il a été converti au taux de 1,27 en 2022, contre 1,25 en 2021. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

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

Résultat comparable – comparaison de 2022 et de 2021

Le résultat comparable a diminué de 59 millions de dollars (0,06 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2022 comparativement à celui de la même période en 2021. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout aux pertes réalisées en 2022, comparativement à des gains réalisés en 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la hausse des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022 et à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont augmenté.

Le résultat comparable a diminué de 62 millions de dollars (0,10 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement à celui de la même période en 2021. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout à la diminution des gains réalisés en 2022, comparativement à 2021, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont augmenté, à la hausse des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar américain en 2022 et à la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- la diminution du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par suite de l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la charge d'impôts moins élevée essentiellement en raison de la baisse du résultat et des impôts transférés, facteurs en partie contrés par des ajustements d'impôts à la hausse dans un État américain en 2021;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, surtout attribuable aux projets d'expansion des gazoducs au Canada et aux États-Unis;
- la baisse de l'amortissement au titre du réseau principal au Canada dans le secteur des gazoducs au Canada, en partie contrebalancée par une hausse de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau et au titre des gazoducs aux États-Unis, en raison essentiellement du calendrier de certains ajustements liés au règlement tarifaire relatif à Columbia Gas.

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar américain sur le résultat comparable du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, eu égard aux périodes correspondantes de 2021, après prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

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

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

(en millions de dollars US)	trimestres clos les		semestres clos les	
	2022	2021	2022	2021
BAlIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	716	717	1 591	1 550
Gazoducs au Mexique ¹	156	151	288	310
Pipelines de liquides	188	217	371	445
	1 060	1 085	2 250	2 305
Amortissement	(239)	(224)	(477)	(442)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(318)	(313)	(623)	(630)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	22	23	48	40
Participations sans contrôle et autres	(16)	(4)	(28)	(50)
	509	567	1 170	1 223
Taux de change moyen – Conversion de dollars US en dollars CA	1,28	1,23	1,27	1,25

1 Exclut les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés à Sur de Texas, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres.

Perspectives

BAlIA comparable et résultat comparable

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard du BAlIA comparable et du résultat comparable par action ordinaire pour 2022 sont semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2021. Nous continuons de surveiller l'incidence que pourraient avoir sur notre BAlIA comparable et notre résultat comparable par action pour 2022 les changements qui touchent les marchés de l'énergie, nos projets de construction et les instances réglementaires, de même que la COVID-19.

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

Le total de nos dépenses d'investissement prévues pour 2022 devrait maintenant s'établir à environ 8,5 milliards de dollars. L'augmentation par rapport à ce qui était indiqué dans le rapport annuel de 2021 est principalement attribuable à l'apport de capitaux propres à titre de coentrepreneur d'environ 1,3 milliard de dollars que nous sommes censés verser en 2022 à Coastal GasLink Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») conformément aux ententes révisées visant Coastal GasLink LP. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – Canada » pour obtenir des précisions sur le projet Coastal GasLink. En outre, les coûts afférents au projet de réseau de NGTL devraient augmenter, reflétant les pressions inflationnistes sur la main-d'œuvre et les matériaux, les conditions réglementaires supplémentaires et d'autres facteurs. Nous continuons de surveiller l'évolution de tous nos projets de construction, d'élaborer des stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si les conditions du marché et l'incidence de la COVID-19 nécessitent d'autres changements à notre programme d'investissement global de 2022.

Programme d'investissement

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

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 28 milliards de dollars de projets garantis, à savoir des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis.

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

Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, des projets d'immobilisations visant principalement la capacité du réseau de NGTL totalisant environ 1,6 milliard de dollars ont été mis en service. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 0,7 milliard de dollars.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison de divers facteurs tels que les conditions météorologiques, les conditions du marché, des modifications mineures du tracé, les conditions d'obtention des permis, le calendrier des travaux et les dates relatives aux permis réglementaires, de même qu'à cause d'autres restrictions et incertitudes potentielles, notamment les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19. Les montants ne tiennent compte, le cas échéant, ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

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

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 30 juin 2022
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2022	3,4	2,8
	2023	2,5	0,3
	2024+	0,6	0,1
Réseau principal au Canada	2022	0,2	0,2
Coastal GasLink ²	2023	2,1	0,2
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,2	0,3
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas)	2022-2024	1,2 US	0,2 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	—
Autres investissements	2022-2028	1,9 US	1,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2022-2024	2,1 US	0,3 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2022-2023	1,0 US	0,9 US
Tula ³	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2022-2023	0,2 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2022-2024	0,3	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	2022-2027	4,4	2,1
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁵	2022-2024	0,6	0,1
		25,0	9,3
Incidence du change sur les projets garantis ⁶		2,5	0,9
Total des projets garantis (en dollars CA)		27,5	10,2

- Les coûts estimatifs de 2022 et de 2023 tiennent compte d'une somme de 0,7 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, à la suite des ententes révisées visant le projet conclues entre Coastal GasLink LP et LNG Canada et d'un engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec nos partenaires de Coastal GasLink LP. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux relatifs à la mise en service du gazoduc seront terminés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions sur l'entente de règlement et l'engagement contraignant afférents à Coastal GasLink.
- Le tronçon est du gazoduc de Tula est prêt à assurer des services de transport interruptibles. Nous travaillons à obtenir les droits de passage dont nous avons besoin pour terminer la construction du tronçon ouest du gazoduc de Tula. Les travaux de construction du tronçon central ont été reportés en raison de la procédure de consultation de la population autochtone, placée sous la responsabilité du Secrétariat de l'Énergie et toujours en cours. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- Reflète la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui devrait être mis en service en 2023, et du programme de RCP du réacteur 3 qui devrait être mis en service en 2026, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs et l'initiative d'accroissement de la production. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et stockage » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et stockage.
- Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,29 au 30 juin 2022.

Projets en cours d'aménagement

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

Gazoducs – Canada

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

Gazoducs – États-Unis

Projets visant les marchés de livraison

Des projets devant viser le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations du secteur des gazoducs aux États-Unis sont en cours; ces projets permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées devraient rehausser la fiabilité de nos réseaux et nous permettre aussi d'offrir des services de transport supplémentaires aux termes de contrats à long terme pour répondre à la demande croissante en provenance du Midwest et de la région atlantique des États-Unis tout en réduisant les émissions d'équivalent en dioxyde de carbone. Deux projets visant les marchés de livraison approuvés en 2021, soit le projet VR visant Columbia Gas et le projet WR visant ANR, de 0,7 milliard de dollars US et de 0,8 milliard de dollars US, respectivement, sont inclus parmi les projets garantis. Leur mise en service est prévue pour le second semestre de 2025.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

Nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de gaz naturel, dont le gaz naturel renouvelable (« GNR »). Ces centres de transport offriront un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous sommes d'avis que cette collaboration prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité accrue sur 10 interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte de gazoducs aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Autres occasions

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

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

Gazoducs – Mexique

Nous évaluons actuellement de nouveaux projets de croissance stimulés par l'expansion économique au Mexique et la nécessité d'amener le gaz naturel vers d'autres régions du pays pour alimenter les centrales électriques, répondre à la demande industrielle et favoriser l'exportation de GNL afin de réduire la dépendance de ces régions envers les carburants fossiles qui sont coûteux et à forte intensité carbonique. Les projets potentiels comprennent l'achèvement du tronçon central de Tula, la construction d'un nouveau gazoduc au large des côtes qui acheminerait un approvisionnement supplémentaire en gaz naturel vers le sud-est du Mexique, ainsi que l'expansion de la capacité de certains actifs déjà en service.

Pipelines de liquides

Grand Rapids, Phase II

Les approbations réglementaires ont été obtenues pour la Phase II de Grand Rapids, qui consiste à terminer la construction du pipeline de 36 pouces de diamètre destiné au transport de pétrole brut et à convertir le pipeline de 20 pouces de diamètre afin qu'il puisse transporter des diluants au lieu de pétrole brut. Nous sondons les clients potentiels pour obtenir des garanties commerciales.

Projets de terminaux

Nous continuons d'étudier des projets associés à nos terminaux albertains et américains afin d'élargir nos activités de base et de gagner de la souplesse opérationnelle pour mieux servir notre clientèle.

Autres occasions

Nous restons déterminés à maximiser la valeur des actifs de notre secteur des liquides en agrandissant nos infrastructures actuelles et en les exploitant au mieux et en offrant à notre clientèle de meilleurs raccordements et des gammes de services plus étoffées. Nous poursuivons des occasions de croissance choisies afin d'ajouter de la valeur à notre secteur des Pipelines de liquides et procéderons à des expansions qui tirent profit de la capacité actuelle de nos infrastructures en place. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

Énergie et stockage

Bruce Power

Programme d'allongement du cycle de vie

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

Initiative d'accroissement de la production

Le projet 2030 de Bruce Power vise l'atteinte d'une production de pointe de 7 000 MW d'ici 2033 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre. Le projet 2030 porte essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles technologies pour accroître la production de pointe; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie. Il est organisé en trois phases, les deux premières étant déjà intégralement approuvées. La phase 1 a commencé en 2019 et devrait ajouter 150 MW à la capacité de production; la phase 2, qui a commencé au début de 2022, devrait y ajouter encore 200 MW. La phase 3 ne saurait être réalisée avant que les phases 1 et 2 soient terminées, de sorte que la limite de puissance du réacteur soit amplifiée.

Projets en phase d'aménagement

Accumulation par pompage en Ontario

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

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

Installations d'énergie solaire et de stockage de Saddlebrook

Nous nous proposons de construire et d'exploiter les installations d'énergie solaire et de stockage de Saddlebrook, qui comprendront une centrale de production d'énergie solaire située près d'Aldersyde, en Alberta, accompagnée d'un ensemble de batteries de stockage.

La centrale proposée produira environ 81 MW d'électricité tandis que les batteries de stockage pourront stocker jusqu'à 40 MWh; ensemble, les installations devraient réduire les émissions de GES d'environ 115 000 tonnes par an. Le projet devrait être en partie financé par l'agence albertaine pour la réduction des émissions (Emissions Reduction Alberta) qui a lancé un « défi » aux secteurs des transports, des biotechnologies et de l'électricité. Nous prévoyons de prendre une décision d'investissement finale sur ce projet en 2022, de sorte que les premières phases puissent démarrer en 2023.

Accumulation par pompage de Canyon Creek

Nous utilisons les infrastructures sur place d'une ancienne mine de charbon déclassée près de Hinton, en Alberta, pour aménager un projet d'installations d'accumulation par pompage, dont la capacité de production initiale prévue de 75 MW pourra être élargie à 400 MW. Les installations devraient fournir sur demande jusqu'à 37 heures d'énergie propre et adaptable ainsi que des services connexes au réseau d'électricité de l'Alberta. Le projet d'accumulation par pompage de Canyon Creek a obtenu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission et l'approbation du gouvernement de l'Alberta requise pour tous les projets hydrauliques en vertu de loi intitulée Dunvegan Hydro Development Act de l'Alberta.

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

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Dans le cadre d'une demande d'information lancée en 2021, nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets de production et de stockage d'énergie éolienne et solaire afin de combler les besoins d'électricité liés à la partie du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW. Nous continuons d'étudier les propositions reçues dans le cadre de la demande d'information et prévoyons de conclure d'autres contrats en 2022.

Autres occasions

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

Autres solutions énergétiques

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

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

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

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

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait transporter et séquestrer plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. En tant que réseau librement accessible, l'ACG se veut l'épine dorsale du secteur émergent du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (« CUSC ») en Alberta. Le 29 mars 2022, l'ACG a été informé par le gouvernement de l'Alberta que notre proposition (la « proposition de projet définitif ») visant la construction et l'exploitation d'un carrefour de stockage du carbone et de lignes de collecte dans le centre industriel de l'Alberta faisait partie des propositions retenues. Le projet a été invité à passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province, et une évaluation permettra d'apprécier plus précisément la viabilité. L'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

Décarbonation d'Irving Oil

Nous avons conclu un protocole d'entente pour étudier l'aménagement conjoint d'une série de projets d'énergie axés sur la réduction des émissions de GES et l'ouverture de nouvelles possibilités économiques au Nouveau-Brunswick et dans les provinces de l'Atlantique. En collaboration avec Irving Oil Ltd., nous avons cerné une série de projets éventuels axés sur la décarbonation des actifs actuels et le déploiement, à moyen et à long terme, de nouvelles technologies pour réduire les émissions totales. Le partenariat se concentrera d'abord sur l'examen d'une série de projets de modernisation à la raffinerie d'Irving Oil à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, visant à réduire sensiblement les émissions grâce à la production et à la consommation d'électricité à faibles émissions de carbone.

Carrefours de production d'hydrogène

Nous avons conclu deux ententes d'aménagement conjoint visant la production, sur demande des clients, d'hydrogène destiné au transport à longue distance, à la production d'électricité et à l'alimentation de grosses entreprises industrielles et de chauffage des États-Unis et du Canada. La première de ces ententes est un partenariat conclu avec Nikola Corporation (« Nikola »), concepteur et fabricant de véhicules électriques à batterie et de véhicules électriques à hydrogène zéro émission et d'équipement connexe. Nikola sera un client clé à long terme pour les infrastructures de production d'hydrogène qui alimenteront les camions de gros tonnage zéro émission roulant à l'hydrogène. L'entente conclue avec Nikola englobe l'aménagement conjoint de carrefours de production à grande échelle d'hydrogène bleu et d'hydrogène vert exploitant nos infrastructures de gaz naturel et d'électricité. Le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2023, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

La seconde des ententes est un partenariat conclu avec Hyzon Motors Inc. (« Hyzon »), chef de file dans le domaine des véhicules commerciaux électriques à pile à combustible, qui vise l'aménagement d'installations de production d'hydrogène axées sur l'hydrogène à intensité de carbone zéro ou négative produit à partir de gaz naturel renouvelable, de biogaz ou d'autres sources durables. Ces installations seraient situées à proximité de la demande et soutiendraient le déploiement par Hyzon de véhicules selon le modèle du retour à la base. Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer l'aménagement de ces carrefours. Nous pourrions notamment explorer l'intégration d'actifs pipeliniers pour permettre la distribution et le stockage d'hydrogène par pipeline ou le transport de dioxyde de carbone vers des sites de séquestration permanente afin de décarboner le processus de production d'hydrogène.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Réseau de NGTL	452	408	878	805
Réseau principal au Canada	188	229	358	465
Autres gazoducs au Canada ¹	41	47	89	100
BAIIA comparable	681	684	1 325	1 370
Amortissement	(296)	(323)	(582)	(653)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	385	361	743	717

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

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont augmenté de 24 millions de dollars et de 26 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction de notre RCA approuvé, de notre base d'investissement, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des revenus au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont aussi une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	176	155	346	307
Réseau principal au Canada	55	53	104	104
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			17 110	15 179
Réseau principal au Canada			3 698	3 692

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé respectivement de 21 millions de dollars et de 39 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021. Cette progression s'explique essentiellement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui comprend un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil déterminé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 est demeuré stable comparativement aux mêmes périodes en 2021. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un taux de rendement des capitaux propres de base approuvé de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Canada a diminué de 3 millions de dollars et de 45 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la réduction de l'amortissement transféré au titre de nos gazoducs réglementés, comme il est indiqué ci-dessous;
- la hausse du résultat fondé sur les tarifs et des charges financières transférées relatifs au réseau de NGTL;
- la baisse des charges financières et des impôts traités à titre de coûts transférés relativement au réseau principal au Canada;
- la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 27 millions de dollars et de 71 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, principalement du fait qu'un tronçon du réseau principal au Canada a été entièrement amorti au troisième trimestre de 2021, facteur en partie contrebalancé par l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Columbia Gas	350	355	766	763
ANR	141	150	312	301
Columbia Gulf	46	52	105	109
Great Lakes ^{1,2}	35	36	92	77
GTN ^{2,3}	43	40	94	55
Autres gazoducs aux États-Unis ^{2,4}	92	77	202	137
TC PipeLines, LP ^{2,5}	—	—	—	24
Participations sans contrôle ⁵	9	7	20	84
BAIIA comparable	716	717	1 591	1 550
Amortissement	(169)	(153)	(336)	(301)
BAII comparable	547	564	1 255	1 249
Incidence du change	151	128	339	310
BAII comparable (en dollars CA)	698	692	1 594	1 559
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	(571)	—
Activités de gestion des risques	13	(4)	(2)	2
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	711	688	1 021	1 561

- 1 Les résultats représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes jusqu'en mars 2021 et notre participation de 100 % depuis l'acquisition de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP en mars 2021, que nous ne détenons pas en propriété effective
- 2 Notre participation effective dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 % avant l'acquisition, en mars 2021, moment auquel notre participation est passée à 100 %. Avant mars 2021, les résultats reflétaient la participation de 46,45 % de TC PipeLines, LP dans Great Lakes, ses participations dans GTN, Bison, North Baja, Portland et Tuscarora ainsi que sa quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.
- 3 Comprend 100 % du BAIIA comparable de GTN après l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021.
- 4 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO) et dans Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré de Millennium et de Hardy Storage, notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Pour la période postérieure à l'acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021, les résultats comprennent aussi notre participation de 100 % dans Bison, North Baja et Tuscarora, notre participation de 61,7 % dans Portland ainsi que notre quote-part du bénéfice de Northern Border et d'Iroquois.
- 5 Représente le BAIIA comparable attribuable à la portion de TC PipeLines, LP et de Portland que nous ne détenons pas avant notre acquisition de TC PipeLines, LP en mars 2021; après cette date, représente les résultats attribuables à la participation résiduelle de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 23 millions de dollars et reculé de 540 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021.

Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

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

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 1 million de dollars US et augmenté de 41 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service des projets de croissance, surtout sur le réseau d'ANR;
- une augmentation du résultat de Columbia Gas pour le semestre clos le 30 juin 2022 après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport prenant effet en février 2021, ce qui a été en partie contré par la hausse des impôts fonciers suivant la mise en service de projets. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – États-Unis » pour obtenir des précisions;
- l'accroissement du résultat de notre entreprise d'exploitation des minéraux grâce à la hausse des prix des produits de base;
- les résultats à la baisse en raison des périodes de grand froid et d'autres éléments particuliers inscrits en 2021.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 16 millions de dollars US et de 35 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison des nouveaux projets mis en service et du moment où certains ajustements liés à l'amortissement ont été apportés relativement au règlement tarifaire de Columbia Gas.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Topolobampo	39	40	80	81
Sur de Texas ¹	43	27	54	61
Tamazunchale	30	31	60	62
Guadalajara	19	18	37	37
Mazatlán	17	18	35	35
Villa de Reyes	1	—	—	—
BAIIA comparable	149	134	266	276
Amortissement	(22)	(22)	(44)	(44)
BAII comparable	127	112	222	232
Incidence du change	35	26	60	58
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	162	138	282	290

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 24 millions de dollars et diminué de 8 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021. Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 15 millions de dollars US et diminué de 10 millions de dollars US respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021.

La progression du BAIIA comparable au deuxième trimestre de 2022 eu égard à la même période de 2021 s'explique avant tout par la hausse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas en raison des intérêts débiteurs moins élevés attribuables au remboursement de notre prêt libellé en pesos, qui a été remplacé par un prêt libellé en dollars US conclu le 15 mars 2022.

La diminution du BAIIA comparable pour le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport à celui de la même période de 2021 s'explique surtout par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas découlant de la charge d'impôts reportés plus élevée, imputable au gain de change calculé aux fins de l'impôt au Mexique sur la réévaluation d'un prêt libellé en dollars US, ce qui a été en partie compensé par une diminution des intérêts débiteurs sur ce prêt.

Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 est resté sensiblement le même que celui des périodes correspondantes de 2021.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Réseau d'oléoducs Keystone	272	311	594	629
Pipelines en Alberta ¹	18	23	36	45
Commercialisation des liquides et autres	51	32	40	85
BAIIA comparable	341	366	670	759
Amortissement	(80)	(78)	(161)	(158)
BAIL comparable	261	288	509	601
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	(9)	—	(2 854)
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(5)	(15)	(11)	(15)
Activités de gestion des risques	5	(14)	35	10
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	261	250	533	(2 258)
BAIIA comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	100	100	198	204
Dollars US	188	217	371	445
Incidence du change	53	49	101	110
BAIIA comparable	341	366	670	759

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

Le résultat sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 11 millions de dollars et de 2,8 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021. Il comprend les postes particuliers suivants, qui sont exclus de notre calcul du BAIL comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs de 9 millions de dollars et de 2 854 millions de dollars avant les impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL par suite de la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- des coûts de 5 millions de dollars et de 11 millions de dollars, avant les impôts, respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (15 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021) se rapportant à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar américain en 2022 par rapport à 2021 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis; toutefois, le BAIIA comparable de nos activités libellées en dollars US a reculé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 25 millions de dollars et de 89 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la réduction des volumes contractuels sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance, étant donné que nous avons mis en service le 1^{er} avril 2022 près de 30 % des contrats ayant fait l'objet d'invitations à soumissionner en 2019;
- la commercialisation des liquides a dégagé des marges plus élevées pour le trimestre clos le 30 juin 2022, du fait de meilleures opérations d'arbitrage comparativement à la même période de 2021. Le résultat pour le semestre clos le 30 juin 2022 a reculé eu égard à celui de 2021 en raison du déport prononcé ainsi que du faible niveau des stocks des principaux carrefours d'approvisionnement et d'échange au premier trimestre de 2022, ce qui a contribué à la contraction des marges, tandis que la volatilité du marché a nui aux marges de commercialisation et au calendrier du bénéfice.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 a augmenté respectivement de 2 millions de dollars et de 3 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2021, en raison principalement de l'appréciation du dollar américain.

Énergie et stockage

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bruce Power ¹	120	90	213	181
Installations énergétiques au Canada	75	57	135	126
Installations de stockage de gaz naturel et autres	57	10	61	28
BAIIA comparable	252	157	409	335
Amortissement	(14)	(19)	(34)	(38)
BAII comparable	238	138	375	297
Postes particuliers :				
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	17	—	17
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	(9)	—	(32)	3
Activités de gestion des risques	(59)	3	(97)	4
Bénéfice sectoriel	170	158	246	321

1 Comprend notre quote-part du bénéfice de Bruce Power.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a augmenté de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 et diminué de 75 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, et il tenait compte des postes particuliers suivants :

- un recouvrement de 17 millions de dollars, avant les impôts, de certains coûts auprès de la SIERE au deuxième trimestre de 2021 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en 2020;
- notre quote-part des gains et des pertes non réalisés de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base du secteur Énergie et stockage, qui sont exclus du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 95 millions de dollars et de 74 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres découlant de la gestion active de nos positions en gaz naturel au deuxième trimestre de 2022 pour capitaliser sur les écarts favorables sur le gaz naturel en Alberta. Nous prévoyons que ces gains seront amplement compensés au cours du deuxième semestre de 2022;
- les apports positifs liés à Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé, ce qui a été contré en partie par des volumes moindres du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- l'amélioration du résultat des installations de production énergétique au Canada en raison de l'apport accru des activités de commercialisation.

AMORTISSEMENT

La baisse de l'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport aux mêmes périodes en 2021 s'explique par certains ajustements qui ont été apportés au deuxième trimestre de 2022.

BRUCE POWER

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits ¹	438	405	847	806
Charges d'exploitation	(226)	(238)	(457)	(463)
Amortissement et autres	(92)	(77)	(177)	(162)
BAIIA comparable et BAII comparable²	120	90	213	181
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	79 %	85 %	82 %	85 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	127	91	204	165
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	3	7	17	22
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	4 702	5 032	9 677	10 096
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	92 \$	81 \$	87 \$	80 \$

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

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

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

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

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé en janvier 2020, et le réacteur est maintenant en phase d'installation. Au deuxième trimestre de 2022, des mises à l'arrêt prévues ont été effectuées aux réacteurs 1 à 5. Une deuxième mise à l'arrêt prévue du réacteur 4 devrait commencer au deuxième semestre de 2022. La capacité moyenne disponible pour 2022, exclusion faite du réacteur 6, devrait se situer au bas de la fourchette des 80 %.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable du secteur Siège social (nos mesures non conformes aux PCGR) avec (la perte sectorielle) le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
BAIIA comparable et BAII comparable	(10)	(4)	(7)	(7)
Poste particulier :				
(Pertes) gains de change – prêts intersociétés ¹	—	(32)	28	3
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(10)	(36)	21	(4)

1 Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à l'état consolidé condensé des résultats.

La perte sectorielle du siège social a diminué de 26 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 alors que, pour le semestre clos le 30 juin 2022, le bénéfice sectoriel s'est accru de 25 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La (perte sectorielle) le bénéfice sectoriel du siège social comprend des pertes et des gains de change sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces pertes et gains de change ont été inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus de notre calcul du BAIIA et du BAII comparables, car ils ont été entièrement compensés par des gains et des pertes de change correspondants liés aux prêts intersociétés comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées ».

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(190)	(177)	(367)	(347)
Libellés en dollars US	(318)	(313)	(623)	(630)
Incidence du change	(88)	(73)	(169)	(157)
	(596)	(563)	(1 159)	(1 134)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(28)	(15)	(47)	(31)
Intérêts capitalisés	4	1	6	18
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(620)	(577)	(1 200)	(1 147)
Poste particulier :				
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	(6)	—	(6)
Intérêts débiteurs	(620)	(583)	(1 200)	(1 153)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 37 millions de dollars et de 47 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 6 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2021 en lien avec la facilité de crédit de projet de Keystone XL pour la période suivant la révocation, en janvier 2021, du permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL. Ce montant a été retiré de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 43 millions de dollars et de 53 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont augmenté;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Libellée en dollars CA	35	36	77	64
Libellée en dollars US	22	23	48	40
Incidence du change	6	5	13	10
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	63	64	138	114

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 1 million de dollars et augmenté de 24 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport à celle des mêmes périodes en 2021.

La hausse de la provision pour le semestre clos le 30 juin 2022 s'explique surtout par l'augmentation des dépenses en immobilisations visant notre réseau de NGTL et les projets de gazoducs aux États-Unis en construction.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	17	158	84	250
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change – prêt intersociétés	—	32	(28)	(3)
Activités de gestion des risques	(60)	(63)	(38)	(58)
Intérêts créditeurs et autres	(43)	127	18	189

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 170 millions de dollars et de 171 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021 et comprennent les postes particuliers exposés ci-après, qui ont été exclus de notre calcul des intérêts créditeurs et autres pris en compte dans le résultat comparable :

- des gains et des pertes de change sur le prêt intersociété lié à la coentreprise Sur de Texas libellé en pesos jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle il a été remboursé en totalité à l'échéance;
- des gains et des pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change.

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

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 141 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2022 comparativement à la même période en 2021, en raison surtout des pertes réalisées au deuxième trimestre de 2022 comparativement à des gains réalisés pour la période correspondante de 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US. Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont diminué de 166 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement à la même période en 2021, en raison des gains réalisés moins élevés en 2022 sur ces dérivés.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(173)	(175)	(352)	(378)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	40	—
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	(2)	—	(195)	—
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	7	—	660
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	2	5	3	5
Gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(4)	—	(4)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	—	8	(1)
Activités de gestion des risques	25	20	25	11
(Charge) recouvrement d'impôts	(148)	(147)	(471)	293

La charge d'impôts a augmenté de 1 million de dollars et de 764 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021 et elle comprend les postes particuliers suivants qui ont été exclus du calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable, en plus de l'incidence fiscale sur d'autres postes particuliers auxquels il est fait référence ailleurs dans le présent rapport de gestion :

- le règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour un complément d'information;
- l'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL et autres comptabilisée en 2021.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 2 millions de dollars et de 26 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, principalement en raison du résultat avant les impôts moins élevé et des impôts transférés, facteurs en partie compensés par l'accroissement des ajustements d'impôts dans un État américain en 2021.

BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(9)	(6)	(20)	(75)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 3 millions de dollars et diminué de 55 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. La diminution enregistrée pour le semestre clos le 30 juin 2022 s'explique surtout par l'acquisition, en mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie. Après l'acquisition, TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte détenue en propriété exclusive de TC Énergie.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Dividendes sur les actions privilégiées	(33)	(39)	(64)	(77)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 6 millions de dollars et de 13 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux mêmes périodes en 2021, par suite essentiellement du rachat d'actions privilégiées en 2022 et en 2021.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

Coastal GasLink LP et LNG Canada ont conclu une entente qui règle des différends au sujet de certains coûts engagés et prévus du projet de gazoduc Coastal GasLink.

Comme nous l'avons indiqué précédemment, les coûts en capital ont augmenté par rapport au coût initial estimé du projet en raison de l'élargissement de la portée du projet, des effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP. Les ententes révisées visant le projet contiennent une nouvelle estimation des coûts du projet, qui s'établissent à 11,2 milliards de dollars. Le financement de l'estimation révisée à la hausse des coûts du projet s'appuiera sur l'accroissement des facilités de crédit dédiées au projet existantes et sur un nouvel apport de capitaux propres de TC Énergie. La mise en service des composantes mécaniques est prévue d'ici la fin de 2023. La mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink aura lieu après les travaux de mise en service du gazoduc.

Prenant acte de l'estimation révisée des coûts en capital et des ententes révisées visant le projet intervenues avec LNG Canada, et conformément à un engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, nous fournirons un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, sous forme de versements à compter d'août 2022, lequel ne modifiera pas notre participation de 35 %. Tout financement supplémentaire requis pour financer la construction du pipeline proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné portant intérêt modifiée entre TC Énergie et Coastal GasLink LP, établie initialement au quatrième trimestre de 2021 dans le but de fournir un financement temporaire au projet. Tous les montants en cours aux termes de ce prêt modifié (majorés des intérêts courus) seront remboursés par les partenaires de Coastal GasLink, y compris nous, après la mise en service du pipeline et la détermination des coûts définitifs. À l'heure actuelle, nous estimons que notre quote-part des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP sur la durée du projet s'élèvera à environ 2,1 milliards de dollars, compte tenu de l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars mentionné précédemment.

À la suite de la signature des ententes révisées visant le projet avec LNG Canada, les facilités de crédit dédiées au projet Coastal GasLink LP seront majorées de 1,6 milliard de dollars, jusqu'à un total de 8,4 milliards de dollars. Conformément à notre engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, notre engagement aux termes de la convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et les partenaires de Coastal GasLink LP sera réduit par rapport au montant actuel de 3,8 milliards de dollars, à mesure que la capacité aux termes des facilités de crédit dédiées au projet sera majorée et que nous effectuerons les versements sur l'apport en capitaux propres de 1,9 milliard de dollars, comme il est mentionné précédemment.

Le 9 mars 2022, nous avons annoncé la signature de contrats d'option visant la vente d'une participation de 10 % dans Coastal GasLink LP aux communautés autochtones le long du corridor du projet. La possibilité de devenir un partenaire commercial par l'entremise d'une participation a été offerte aux 20 Premières Nations qui sont parties à des accords existants avec Coastal GasLink LP. Ces dernières ont créé deux entités qui représentent collectivement, à l'heure actuelle, 16 communautés autochtones qui ont confirmé leur appui aux contrats d'option. L'option pourra être exercée après la mise en service commerciale du pipeline, sous réserve des approbations et des consentements réglementaires habituels, y compris le consentement de LNG Canada.

Le projet Coastal GasLink est réalisé à environ 70 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, le nivellement est achevé à plus de 75 % et les canalisations ont été installées sur plus de 320 km. Des activités de remise en état sont en cours en plusieurs endroits.

Réseau de NGTL

Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,5 milliard de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Les travaux de construction se poursuivent pour le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021, et en raison de la conjoncture actuelle du marché ainsi que des retards dus au processus réglementaire et aux conditions météorologiques, le coût en capital estimé du programme atteint 3,4 milliards de dollars. Au 30 juin 2022, des installations de 2,4 milliards de dollars étaient mises en service. La mise en service des installations restantes est généralement prévue au deuxième semestre de 2022 et le projet devrait être achevé au premier trimestre de 2023. Le programme comprend des nouveaux pipelines d'une longueur de 344 km (214 milles), trois postes de compression et les installations connexes, et il permettra d'ajouter une capacité supplémentaire de 1,6 PJ/j (1,5 Gpi³/j) au réseau de NGTL.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Nous poursuivons les travaux de construction pour le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022. En raison de la conjoncture actuelle du marché, des prix des matériaux et des retards d'ordre réglementaire, le coût en capital estimé du programme atteint 1,5 milliard de dollars et les dates de mise en service sont prévues au quatrième trimestre de 2022 et au deuxième trimestre de 2023. Le programme comprend des nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 166 km (103 milles), un nouveau poste de compression et les installations connexes et repose sur de nouveaux contrats de service garanti d'au moins huit ans visant une capacité d'environ 773 TJ/j (722 Mpi³/j).

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

Le 2 mars 2022, nous avons obtenu de nouvelles approbations réglementaires visant des installations de 0,5 milliard de dollars, et l'approbation des demandes restantes est attendue au quatrième trimestre de 2022. En raison de la complexité du terrain, de la conjoncture actuelle du marché, de l'augmentation des prix des matériaux et du coût de la main-d'œuvre ainsi que des conditions additionnelles d'obtention des permis, le coût en capital estimé de la partie canadienne du programme de livraison parcours ouest atteint 1,6 milliard de dollars et les dates de mise en service des installations sont prévues au quatrième trimestre de 2022 et au quatrième trimestre de 2023. Le programme comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 107 km (66 milles) et les installations connexes et repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j).

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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

Columbia Gas a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en février 2021 et a obtenu l'approbation de la FERC le 25 février 2022. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} avril 2025. Columbia Gas devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} avril 2026. Les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement ont été remboursés aux clients, intérêts compris, au deuxième trimestre de 2022.

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

ANR 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 d'ANR à compter du 1^{er} août 2022, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. L'étude du dossier tarifaire avance comme prévu, et nous continuons de travailler en collaboration avec nos clients, la FERC et les autres parties prenantes afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

Great Lakes

Le 18 mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement tarifaire préalable non contentieux auprès de ses clients et a déposé un règlement de dossier tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes desquels Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025.

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

Acquisition visant KO Transmission

Le 28 avril 2022, nous avons approuvé l'acquisition d'actifs de KO Transmission d'une valeur d'environ 80 millions de dollars US, lesquels doivent être intégrés à notre gazoduc Columbia Gas. Après le dépôt de la demande relativement à cette acquisition par Columbia Gas auprès de la FERC et l'approbation de cette dernière qui devrait être reçue d'ici la fin de 2022, cette empreinte accrue devrait également fournir une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de Columbia Gas vers les marchés en plein essor des sociétés de distribution locales du nord du Kentucky et du sud de l'Ohio. Elle fournira également une plateforme pour les dépenses d'investissement futures, y compris la conversion future de centrales électriques alimentées au charbon dans la région.

Développement d'un carrefour de gaz naturel renouvelable

En avril 2022, nous avons annoncé une collaboration stratégique avec GreenGasUSA pour explorer le développement d'un réseau de centres de transport de gaz naturel, dont le GNR. Ces centres de transport offriront un accès centralisé à l'infrastructure de transport de l'énergie existante pour les sources de GNR, telles que les fermes, les installations de traitement des eaux usées et les décharges. Nous estimons que cette collaboration prendra rapidement de l'ampleur et offrira une capacité supplémentaire aux 10 interconnexions actuelles de GNR dans l'ensemble de notre empreinte de gazoducs aux États-Unis. La mise en place de ces centres est une étape importante vers l'accélération des projets de captage du méthane et la réduction concomitante des émissions de GES.

Projets Alberta XPress et North Baja XPress

En avril 2022, la FERC a délivré ses certificats approuvant nos projets Alberta XPress et North Baja XPress. Le projet Alberta XPress est une extension d'ANR qui utilise la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour relier l'offre croissante du BSOC aux marchés d'exportation du GNL de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. La date de mise en service prévue du projet est fin 2022 ou début 2023 et son coût estimatif s'établit à 0,3 milliard de dollars US. Le projet North Baja XPress est conçu pour augmenter la capacité de North Baja en vue de répondre à la demande accrue des clients en modernisant une station de compression existante et deux postes de comptage existants en Arizona et en Californie. Sa mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2023 et son coût total prévu est de 0,1 milliard de dollars. Toutes les mises à niveau requises pour North Baja XPress seront effectuées sur les biens et dans les installations actuellement détenues et/ou exploitées par North Baja.

GAZODUCS – MEXIQUE

Tula et Villa de Reyes

Les procédures d'arbitrage de la CFE visant les projets Tula et Villa de Reyes ont débuté en juin 2019, le litige portant sur les paiements de frais fixes de capacité en cas d'événements de force majeure. Les procédures d'arbitrage sont actuellement suspendues pendant que la direction continue de mener des négociations en collaboration avec la CFE.

Nous avons achevé avec succès l'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral et du tronçon nord du projet Villa de Reyes en avril 2022. Nous prévoyons terminer la construction du projet Villa de Reyes au début de 2023, sous réserve du dénouement fructueux des négociations en cours avec les collectivités voisines afin d'obtenir les droits de passage en suspens.

ÉNERGIE ET STOCKAGE

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

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

Conformément aux modalités du contrat, le prix contractuel pour Bruce Power a augmenté d'environ 10 \$ le MWh le 1^{er} avril 2022, hausse qui rend compte des capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 3 et du programme de gestion d'actifs de 2022 à 2024, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Dans le cadre d'une demande d'information lancée en 2021, nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement dans des projets d'énergie éolienne ou solaire ou de stockage d'énergie afin de combler les besoins d'électricité liés à la partie du réseau d'oléoducs Keystone située aux États-Unis et de répondre à la demande de produits et de services d'énergie renouvelable des secteurs industriel et pétrogazier situés à proximité de nos corridors. Jusqu'à présent en 2022, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie éolienne d'environ 580 MW et des projets d'énergie solaire d'environ 240 MW. Nous continuons d'étudier les propositions reçues dans le cadre de la demande d'information et prévoyons de conclure d'autres contrats en 2022.

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Carrefours de production d'hydrogène

Dans le cadre de notre entente d'aménagement conjoint visant la production conclue avec Nikola, le 26 avril 2022, nous avons annoncé un plan visant l'évaluation d'un carrefour de production d'hydrogène de 140 acres à Crossfield, en Alberta, où nous exploitons actuellement une installation de stockage de gaz naturel. Nous nous attendons à une décision d'investissement finale d'ici la fin de 2023, sous réserve des approbations réglementaires habituelles.

Réseau carbone de l'Alberta

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait pouvoir transporter plus de 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le 29 mars 2022, le réseau carbone de l'Alberta (Alberta Carbon Grid ou « ACG ») a été informé par le gouvernement de l'Alberta que notre proposition de projet définitif visant la construction et l'exploitation d'un carrefour de stockage du carbone et de lignes de collecte dans le centre industriel de l'Alberta faisait partie des propositions retenues. Le projet a été invité à passer à la prochaine étape du processus de CUSC de la province et à se soumettre à une évaluation pour apprécier plus précisément la viabilité du projet. Conçu pour être un réseau librement accessible, l'ACG propose de mettre à profit les emprises ou les pipelines existants pour relier les émissions provenant du centre industriel de l'Alberta à l'un des principaux lieux de séquestration.

SIÈGE SOCIAL

Vérification fiscale au Mexique

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

Le 27 avril 2022, nous avons conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021. Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, nous avons inscrit une charge d'impôts de 152 millions de dollars US (compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières).

Régime de réinvestissement des dividendes

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre engagement à effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre régime de réinvestissement des dividendes (RRD), à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés des capitaux et recours à la gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

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

Au 30 juin 2022, notre actif à court terme s'élevait à 9,3 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 14,5 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,2 milliards de dollars, comparativement à 5,6 milliards de dollars au 31 décembre 2021. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,1 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 4,8 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 5,3 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 juin 2022;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, de facilités de crédit complémentaires, de nos activités de gestion du portefeuille, de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	2022	2021	2022	2021
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	942	1 711	2 649	3 377
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	618	27	578	259
Fonds provenant de l'exploitation	1 560	1 738	3 227	3 636
Postes particuliers :				
Règlement des avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	2	—	195	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	5	21	11	21
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et des coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(1)	(5)	(2)	120
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 566	1 754	3 431	3 777

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 769 millions de dollars et de 728 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport à celles des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de la diminution des fonds provenant de l'exploitation et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 188 millions de dollars et de 346 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2021, en raison principalement de la diminution du résultat comparable décrite à la rubrique « Résultats consolidés » et de la réduction des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 263)	(1 214)	(2 771)	(2 859)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(219)	(225)	(435)	(465)
	(1 482)	(1 439)	(3 206)	(3 324)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	473	—	473	—
Prêts à une société liée remboursés (consentis), montant net	51	(220)	(112)	(220)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	32	—	32	—
Montants reportés et autres	(107)	(98)	(53)	(404)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 033)	(1 757)	(2 866)	(3 948)

En 2022, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL, d'ANR et des projets de Columbia Gas, et des dépenses d'investissement de maintien. La diminution des dépenses en immobilisations en 2022 par rapport à 2021 reflète l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation du permis présidentiel en janvier 2021 et la réduction des dépenses consacrées aux projets de Columbia Gulf, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des dépenses en immobilisations consacrées au réseau de NGTL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2022 comparativement à 2021, en raison surtout de la réduction des appels de liquidités de Bruce Power.

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

Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, nous avons reçu des recouvrements contractuels de 473 millions de dollars découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL en 2021.

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

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(116)	247	214	(2 460)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 510	1 822	2 510	7 751
Titres d'emprunt à long terme remboursés	—	—	(26)	(980)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	(3)	(1)	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	—	(633)
Dividendes et distributions versés	(932)	(898)	(1 847)	(1 749)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	29	26	158	60
Actions privilégiées rachetées	(1 000)	(500)	(1 000)	(500)
Autres	12	(10)	17	(15)
Rentrées nettes liées aux activités de financement	500	686	1 034	1 969

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours du semestre clos le 30 juin 2022 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'émission	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2032	800	5,33 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2026	400	4,35 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2052	300	5,92 %
ANR PIPELINE COMPANY	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2032	300 US	3,43 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2034	200 US	3,58 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2037	200 US	3,73 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2029	100 US	3,26 %

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En mars 2022, nous avons émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 800 millions de dollars US par l'intermédiaire de TransCanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Nous avons affecté le produit de l'émission au rachat de la totalité des actions privilégiées de série 15 de TC Énergie émises et en circulation le 31 mai 2022, conformément à leurs modalités. Se reporter à la note 9, intitulée « Émission de billets subordonnés de rang inférieur », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

DIVIDENDES

Le 27 juillet 2022, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,90 \$ par action, payables le 31 octobre 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2022.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Afin de prudemment financer notre programme de croissance qui comprend une hausse des coûts afférents au projet de réseau de NGTL et par suite de notre engagement à effectuer un apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, nous avons rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de notre RRD, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 22 juillet 2022, nous avons 984 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 6 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 3 millions qui pouvaient être exercées.

Le 31 mai 2022, nous avons racheté la totalité des 40 millions d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et nous avons versé un dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022, exclusivement, comme nous l'avions annoncé le 1^{er} avril 2022.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté en 2022, en raison principalement de l'apport de capitaux propres additionnel de 1,9 milliard de dollars devant être versé à Coastal GasLink LP du fait des ententes révisées visant le projet. Sinon, les engagements au titre des dépenses en immobilisations sont essentiellement les mêmes qu'au 31 décembre 2021, reflétant l'incidence nette de la réalisation dans le cours normal des engagements relatifs à la construction, en partie contrebalancée par les nouveaux engagements liés aux projets d'investissement.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2022 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2021 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques que nous assumons et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2021 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2021, exception faite de ce qui est indiqué dans le présent rapport de gestion.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur notre dette à court terme, y compris nos programmes de papier commercial et les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à des instruments dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque.

Bon nombre de nos instruments financiers et obligations contractuelles comportent des composantes à taux variable qui sont fondées sur le taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») en dollars US, dont certains paramètres ont cessé d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet aura lieu d'ici le milieu de 2023. Nous nous attendons à appliquer les mesures de simplification prévues dans les directives pour traiter les modifications de contrats comme des événements qui n'exigent pas la réévaluation de contrats ou la réévaluation de déterminations comptables antérieures. Par conséquent, ces changements ne devraient pas avoir une incidence significative sur nos états financiers consolidés. Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, nous n'avons relevé aucune modification de contrat applicable par suite de la réforme des taux d'intérêt de référence. Nous continuons de suivre de près les faits nouveaux concernant ces directives.

Le 16 mai 2022, Refinitiv Benchmark Services (UK) Limited, l'administrateur du taux offert en dollars canadiens (Canadian Dollar Offered Rate, ou CDOR), a annoncé qu'il cesserait de calculer et de publier tous les taux CDOR de façon permanente après une dernière publication le 28 juin 2024. Nous évaluons actuellement les conséquences de ces directives sur les contrats et les instruments financiers assortis d'un taux variable s'appuyant sur le CDOR et nous n'avons pas encore déterminé quelle en sera l'incidence sur nos états financiers consolidés.

RISQUE DE CHANGE

Puisque la totalité ou la majeure partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, les variations de la monnaie américaine comparativement à la monnaie canadienne peuvent influencer sur notre BAIIA comparable et notre résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour un complément d'information.

Une petite partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que la monnaie fonctionnelle de nos activités au Mexique est le dollar américain. Comme ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar américain peuvent influencer sur notre bénéfice net. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins de l'impôt au Mexique sur la réévaluation du prêt libellé en dollars US consenti par la société et son partenaire à Sur de Texas donnent lieu à une charge ou à un recouvrement d'impôts reportés libellé en pesos pour Sur de Texas, ce qui entraîne des variations du BAIIA comparable. Ces risques sont gérés au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, et les gains et pertes de couverture sont comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres.

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

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

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

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie;
- les débiteurs et certains recouvrements contractuels;
- les actifs destinés à la vente;
- la juste valeur des actifs dérivés;
- les prêts consentis.

Des événements sur le marché qui perturbent l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2021 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a une perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 30 juin 2022, 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.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider 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.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

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

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Prêts à des sociétés liées

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

Sur de Texas

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

L'état consolidé condensé des résultats reflétait les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels ont été entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	2022	2021	2022	2021	
Intérêts créditeurs ¹	—	21	19	42	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(21)	(19)	(42)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Gains (pertes) de change ¹	—	32	(28)	(3)	Intérêts créditeurs et autres
(Pertes) gains de change ¹	—	(32)	28	3	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance le 15 mars 2023. Au 30 juin 2022, les prêts à des sociétés liées pris en compte dans l'actif à court terme au bilan consolidé condensé comprenaient ce prêt à la coentreprise Sur de Texas de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US).

Coastal GasLink LP

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

Facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue qui nous procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offrait une capacité d'emprunt de 500 millions de dollars et l'encours de 1 million de dollars au 30 juin 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021) était inclus dans les prêts à des sociétés liées pris en compte dans les autres actifs à court terme au bilan consolidé condensé.

Convention de prêt subordonné

En 2021, nous avons conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP dans le but de fournir un financement temporaire au projet pour couvrir les coûts supplémentaires en attendant l'obtention du relèvement du financement de projet requis. En mars 2022, TC Énergie a accru son engagement aux termes de cette convention de prêt subordonné de 500 millions de dollars, ce qui a porté la capacité totale du prêt à 3,8 milliards de dollars, et l'encours de 350 millions de dollars au 30 juin 2022 (238 millions de dollars au 31 décembre 2021) était pris en compte dans les prêts à long terme à une société liée au bilan consolidé condensé. Ce solde devrait être remboursé avant la mise en service du gazoduc.

À la conclusion des ententes définitives avec nos partenaires et sous réserve de celles-ci, cette convention de prêt sera modifiée de sorte que les prêts consentis à Coastal GasLink LP porteront dorénavant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché et seront remboursés après la mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs auront été déterminés.

Conformément à un engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec nos partenaires de Coastal GasLink LP, notre engagement aux termes de la convention de prêt subordonné modifiée intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP sera réduit par rapport au montant actuel de 3,8 milliards de dollars, à mesure que la capacité aux termes des facilités de crédit dédiées au projet sera majorée et que nous effectuerons les versements sur l'apport de capitaux propres de 1,9 milliard de dollars que nous nous sommes engagés à verser à Coastal GasLink LP.

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(en millions de dollars)	30 juin 2022	31 décembre 2021
Autres actifs à court terme	548	169
Autres actifs à long terme	58	48
Créditeurs et autres	(694)	(221)
Autres passifs à long terme	(55)	(47)
	(143)	(51)

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(20)	(15)	(58)	16
Change	(60)	(63)	(38)	(58)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	255	48	396	109
Change	(13)	117	28	158
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(15)	(12)	(18)	(23)
Taux d'intérêt	1	(6)	(2)	(12)

1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et 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.

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 13, intitulée « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 juin 2022, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au deuxième trimestre de 2022 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Notre rapport annuel de 2021 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. Nous pouvons tout d'abord faire une évaluation fondée sur des facteurs qualitatifs. Si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif.

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

Le 18 mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement préalable au dépôt avec ses clients et déposé un règlement de dossier tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes duquel Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes. Les tarifs avec recours étant maintenus au niveau actuel pour les trois prochaines années, les attentes en matière de passation de contrats, de possibilités de croissance et d'autres occasions à court terme sur les plans commerciaux et réglementaires ont subi une incidence négative.

La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Il a été déterminé que la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, et qu'une charge de dépréciation était nécessaire. En conséquence, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant les impôts (531 millions de dollars après les impôts) au titre du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui est prise en compte dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs à l'état consolidé condensé des résultats et exclue du résultat comparable. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 30 juin 2022 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2021). Il existe un risque que d'autres réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes.

Nous avons choisi d'attribuer la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en premier lieu à l'écart d'acquisition non déductible aux fins de l'impôt, le reliquat étant imputé, le cas échéant, à l'écart d'acquisition déductible aux fins de l'impôt. La majeure partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes a été affectée à l'écart d'acquisition non déductible et le recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars était attribuable à la partie de l'écart d'acquisition qui était déductible aux fins de l'impôt.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2021, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2021 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2022		2021			2020		
	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième
Produits	3 637	3 500	3 584	3 240	3 182	3 381	3 297	3 195
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	889	358	1 118	779	975	(1 057)	1 124	904
Résultat comparable	979	1 103	1 028	970	1 038	1 106	1 069	891
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,90 \$	0,36 \$	1,14 \$	0,80 \$	1,00 \$	(1,11) \$	1,20 \$	0,96 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,00 \$	1,12 \$	1,05 \$	0,99 \$	1,06 \$	1,16 \$	1,14 \$	0,95 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,90 \$	0,90 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,81 \$	0,81 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans les secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des gazoducs au Mexique, les produits et le bénéfice sectoriel trimestriels sont en général relativement stables au cours d'un même exercice, sauf que les volumes de production à court terme de nos gazoducs aux États-Unis sont soumis à des variations saisonnières. À long terme, cependant, les produits et le bénéfice net trimestriels fluctuent pour les raisons suivantes :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les clients;
- la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- certains ajustements de la juste valeur.

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

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

Dans le secteur de l'énergie et du stockage, les produits et le bénéfice sectoriel fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

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

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

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

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

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

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

Du résultat comparable du premier trimestre de 2022 sont exclus :

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

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

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

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

- une charge de 55 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux paiements de transition engagés dans le cadre du PDVR;
- des coûts de préservation et autres coûts de 11 millions de dollars, après les impôts, se rapportant principalement à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL.

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

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

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

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

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2020 sont également exclus :

- une perte additionnelle de 81 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- une reprise de 18 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable;
- un recouvrement d'impôts additionnel de 18 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream en 2019.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2020 sont également exclues :

- une perte additionnelle de 45 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- une réduction de 6 millions de dollars du gain après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP.

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits				
Gazoducs – Canada	1 175	1 126	2 263	2 245
Gazoducs – États-Unis	1 397	1 206	2 846	2 557
Gazoducs – Mexique	156	149	308	303
Pipelines de liquides	692	516	1 360	1 089
Énergie et stockage	217	185	360	369
	3 637	3 182	7 137	6 563
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	236	157	441	416
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 173	959	2 179	1 845
Achats de produits de base revendus	173	—	301	—
Impôts fonciers	213	196	420	392
Amortissement	635	633	1 261	1 278
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	9	571	2 854
	2 194	1 797	4 732	6 369
Gain sur la vente d'actifs	—	17	—	17
Charges financières				
Intérêts débiteurs	620	583	1 200	1 153
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(63)	(64)	(138)	(114)
Intérêts créditeurs et autres charges	43	(127)	(18)	(189)
	600	392	1 044	850
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	1 079	1 167	1 802	(223)
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	94	58	369	267
Reportés	54	89	102	(560)
	148	147	471	(293)
Bénéfice net	931	1 020	1 331	70
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	9	6	20	75
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	922	1 014	1 311	(5)
Dividendes sur les actions privilégiées	33	39	64	77
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	889	975	1 247	(82)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire				
De base et dilué(e)	0,90 \$	1,00 \$	1,27 \$	(0,08) \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	983	979	982	966
Dilué	984	979	983	966

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Bénéfice net	931	1 020	1 331	70
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	663	(233)	362	(531)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(27)	13	(8)	24
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(6)	(11)	12	—
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	7	10	15	18
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	3	4	4	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	165	(57)	345	130
Autres éléments du résultat étendu	805	(274)	730	(352)
Résultat étendu	1 736	746	2 061	(282)
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	13	6	22	63
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 723	740	2 039	(345)
Dividendes sur les actions privilégiées	33	39	64	77
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 690	701	1 975	(422)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	931	1 020	1 331	70
Amortissement	635	633	1 261	1 278
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition, d'actifs et autres	—	9	571	2 854
Impôts reportés	54	89	102	(560)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(236)	(157)	(441)	(416)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	208	215	442	502
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	(5)	1	(11)	6
Gain sur la vente d'actifs	—	(17)	—	(17)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(45)	(45)	(98)	(79)
Pertes non réalisées sur les instruments financiers	80	78	96	42
(Gains) pertes de change sur un prêt à une société liée	—	(32)	28	3
Autres	(62)	(56)	(54)	(47)
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(618)	(27)	(578)	(259)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	942	1 711	2 649	3 377
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 263)	(1 214)	(2 771)	(2 859)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(219)	(225)	(1 634)	(465)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	473	—	473	—
Prêts à des sociétés liées remboursés (accordés), montant net	51	(220)	(112)	(220)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	32	—	1 231	—
Montants reportés et autres	(107)	(98)	(53)	(404)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 033)	(1 757)	(2 866)	(3 948)
Activités de financement				
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(116)	247	214	(2 460)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 510	1 822	2 510	7 751
Remboursements sur la dette à long terme	—	—	(26)	(980)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	(3)	(1)	1 008	495
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	—	(633)
Dividendes sur les actions ordinaires	(885)	(852)	(1 738)	(1 613)
Dividendes sur les actions privilégiées	(32)	(38)	(63)	(77)
Distributions aux participations sans contrôle	(13)	(8)	(23)	(59)
Distributions sur les titres de catégorie C	(2)	—	(23)	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	29	26	158	60
Actions privilégiées rachetées	(1 000)	(500)	(1 000)	(500)
Autres	12	(10)	17	(15)
Rentrées nettes liées aux activités de financement	500	686	1 034	1 969
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	22	(9)	14	(40)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	1 073	2 257	673	1 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 504	2 888	1 504	2 888

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022	31 décembre 2021
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 504	673
Débiteurs	3 820	3 092
Prêts à des sociétés liées	1 209	1 217
Stocks	1 045	724
Autres actifs à court terme	1 681	1 717
	9 259	7 423
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 33 281 \$ et 31 930 \$	72 609	70 182
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9 324	8 441
Prêts à long terme à une société liée	350	238
Placements restreints	1 987	2 182
Actifs réglementaires	1 904	1 767
Écart d'acquisition	12 215	12 582
Autres actifs à long terme	1 485	1 403
	109 133	104 218
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	5 466	5 166
Créditeurs et autres	5 900	5 099
Dividendes à payer	896	879
Intérêts courus	621	577
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 599	1 320
	14 482	13 041
Passifs réglementaires	4 251	4 300
Autres passifs à long terme	1 057	1 059
Passifs d'impôts reportés	6 501	6 142
Dette à long terme	39 990	37 341
Billets subordonnés de rang inférieur	10 074	8 939
	76 355	70 822
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	26 891	26 716
Émises et en circulation :	30 juin 2022 – 984 millions d'actions	31 décembre 2021 – 981 millions d'actions
Actions privilégiées	2 499	3 487
Surplus d'apport	717	729
Bénéfices non répartis	3 254	3 773
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(706)	(1 434)
Participations assurant le contrôle	32 655	33 271
Participations sans contrôle	123	125
	32 778	33 396
	109 133	104 218

Éventualités et garanties (note 14)

Entités à détenteurs de droits variables (note 15)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Actions ordinaires				
Solde au début de la période	26 860	26 589	26 716	24 488
Actions émises :				
Exercice d'options sur actions	31	29	175	67
Acquisition de TC PipeLines, LP, déduction faite des coûts de transaction	—	—	—	2 063
Solde à la fin de la période	26 891	26 618	26 891	26 618
Actions privilégiées				
Solde au début de la période	3 487	3 980	3 487	3 980
Rachat d'actions	(988)	(493)	(988)	(493)
Solde à la fin de la période	2 499	3 487	2 499	3 487
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	717	—	729	2
Remboursement de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL et émission de titres de catégorie C	—	737	—	737
Acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	—	(398)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	394	—	394
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	—	—	(12)	(1)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	(397)	—	—
Solde à la fin de la période	717	734	717	734
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	3 261	3 082	3 773	5 367
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	922	1 014	1 311	(5)
Dividendes sur les actions ordinaires	(885)	(852)	(1 769)	(1 704)
Dividendes sur les actions privilégiées	(32)	(38)	(49)	(55)
Rachat d'actions privilégiées	(12)	(7)	(12)	(7)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	397	—	—
Solde à la fin de la période	3 254	3 596	3 254	3 596
Cumul des autres éléments du résultat étendu				
Solde au début de la période	(1 507)	(2 152)	(1 434)	(2 439)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	801	(274)	728	(340)
Acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	—	353
Solde à la fin de la période	(706)	(2 426)	(706)	(2 426)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	32 655	32 009	32 655	32 009
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle				
Solde au début de la période	124	125	125	1 682
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	9	6	20	74
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	4	—	2	(12)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(14)	(9)	(24)	(59)
Acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	—	(1 563)
Solde à la fin de la période	123	122	123	122
Total des capitaux propres	32 778	32 131	32 778	32 131

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans les états financiers consolidés audités de 2021 contenus dans le rapport annuel de 2021 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2021 compris dans le rapport annuel de 2021 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

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

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

Recours à des estimations et au jugement

Pour dresser les états financiers, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2021, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Réforme des taux d'intérêt de référence

En mars 2020, le FASB a publié des directives facultatives concernant le retrait attendu du taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») en dollars US, 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. Ces directives prévoient des mesures de simplification facultatives pour les contrats et les relations de couverture qui sont touchés par la réforme en question, à la condition que certains critères soient réunis. La société s'attend à appliquer les mesures de simplification prévues dans les directives pour traiter les modifications de contrats comme des événements qui n'exigent pas la réévaluation de contrats ou la réévaluation de déterminations comptables antérieures. Par conséquent, ces changements ne devraient pas avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

À ce jour, la société a terminé son analyse des contrats touchés par la réforme des taux d'intérêt de référence et 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. Pour le semestre clos le 30 juin 2022, la société n'a relevé aucune modification de contrat applicable par suite de la réforme des taux d'intérêt de référence. TC Énergie continue de suivre de près les faits nouveaux concernant ces directives.

Le 16 mai 2022, Refinitiv Benchmark Services (UK) Limited, l'administrateur du taux offert en dollars canadiens (Canadian Dollar Offered Rate, ou CDOR), a annoncé qu'il cesserait de calculer et de publier tous les taux CDOR de façon permanente après une dernière publication le 28 juin 2024. La société évalue actuellement les conséquences de ces directives sur les contrats et les instruments financiers assortis d'un taux variable s'appuyant sur le CDOR et elle n'a pas encore déterminé quelle en sera l'incidence sur ses états financiers consolidés.

Modifications de conventions comptables pour 2022

Aide publique

En novembre 2021, le FASB a publié de nouvelles directives qui accroissent les obligations d'information annuelles pour les entités qui constatent une transaction conclue avec un gouvernement, en appliquant un modèle comptable axé sur les subventions ou les contributions par analogie à d'autres directives comptables. Les entités sont tenues de présenter la nature des transactions, les conventions comptables connexes utilisées pour comptabiliser les transactions, l'effet de ces transactions sur les états financiers de l'entité ainsi que les modalités importantes afférentes à la transaction. Ces nouvelles directives entreront en vigueur dans le cadre des obligations d'information annuelles, soit au 31 décembre 2022, et elles pourront être appliquées prospectivement ou rétrospectivement, l'application anticipée étant permise. La société a adopté les directives le 1^{er} janvier 2022 sur une base prospective et celles-ci n'ont eu aucune incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Actifs sur 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^{er} janvier 2023 et elles pourront être appliquées prospectivement, l'adoption anticipée étant permise. Pour se prévaloir de l'adoption anticipée, les modifications doivent être appliquées rétrospectivement à tous les regroupements d'entreprises ayant une date d'acquisition dans l'année de l'adoption anticipée. La société a choisi d'adopter les nouvelles directives à compter du 1^{er} janvier 2022 et celles-ci n'ont eu aucune incidence sur ses états financiers consolidés.

3. INFORMATIONS SECTORIELLES

trimestre clos le 30 juin 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	1 175	1 397	156	692	217	—	3 637
Produits intersectoriels	—	34	—	—	12	(46) ²	—
	1 175	1 431	156	692	229	(46)	3 637
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	59	48	13	111	—	236
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(423)	(456)	(14)	(171)	(145)	36 ²	(1 173)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	(163)	(10)	—	(173)
Impôts fonciers	(76)	(106)	—	(30)	(1)	—	(213)
Amortissement	(296)	(217)	(28)	(80)	(14)	—	(635)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	385	711	162	261	170	(10)	1 679
Intérêts débiteurs							(620)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							63
Intérêts créditeurs et autres							(43)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 079
Charge d'impôts							(148)
Bénéfice net							931
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(9)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							922
Dividendes sur les actions privilégiées							(33)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							889

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.

trimestre clos le 30 juin 2021							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	1 126	1 206	149	516	185	—	3 182
Produits intersectoriels	—	36	—	—	—	(36) ²	—
	1 126	1 242	149	516	185	(36)	3 182
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	51	28	18	90	(32) ³	157
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(369)	(327)	(13)	(169)	(113)	32 ²	(959)
Impôts fonciers	(75)	(91)	—	(28)	(2)	—	(196)
Amortissement	(323)	(187)	(26)	(78)	(19)	—	(633)
Charge de dépréciation d'actifs et autres	—	—	—	(9)	—	—	(9)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	17	—	17
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	361	688	138	250	158	(36)	1 559
Intérêts débiteurs							(583)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							64
Intérêts créditeurs et autres ³							127
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 167
Charge d'impôts							(147)
Bénéfice net							1 020
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(6)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 014
Dividendes sur les actions privilégiées							(39)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							975

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 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

semestre clos le 30 juin 2022							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	2 263	2 846	308	1 360	360	—	7 137
Produits intersectoriels	—	68	—	—	12	(80) ²	—
	2 263	2 914	308	1 360	372	(80)	7 137
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9	138	57	27	182	28 ³	441
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(796)	(823)	(27)	(344)	(262)	73 ²	(2 179)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	(291)	(10)	—	(301)
Impôts fonciers	(151)	(209)	—	(58)	(2)	—	(420)
Amortissement	(582)	(428)	(56)	(161)	(34)	—	(1 261)
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	(571)	—	—	—	—	(571)
Bénéfice sectoriel	743	1 021	282	533	246	21	2 846
Intérêts débiteurs							(1 200)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							138
Intérêts créditeurs et autres ³							18
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 802
Charge d'impôts							(471)
Bénéfice net							1 331
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(20)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 311
Dividendes sur les actions privilégiées							(64)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 247

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 jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'ils ont été remboursés en totalité à l'échéance. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

semestre clos le 30 juin 2021							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Siège social¹	Total
Produits	2 245	2 557	303	1 089	369	—	6 563
Produits intersectoriels	—	74	—	—	13	(87) ²	—
	2 245	2 631	303	1 089	382	(87)	6 563
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	122	66	36	185	3 ³	416
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(729)	(634)	(25)	(315)	(222)	80 ²	(1 845)
Impôts fonciers	(150)	(183)	—	(56)	(3)	—	(392)
Amortissement	(653)	(375)	(54)	(158)	(38)	—	(1 278)
Charge de dépréciation d'actifs et autres	—	—	—	(2 854)	—	—	(2 854)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	17	—	17
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	717	1 561	290	(2 258)	321	(4)	627
Intérêts débiteurs							(1 153)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							114
Intérêts créditeurs et autres ³							189
Perte avant les impôts sur le bénéfice							(223)
Recouvrement d'impôts							293
Bénéfice net							70
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(75)
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle							(5)
Dividendes sur les actions privilégiées							(77)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires							(82)

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 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

Total de l'actif par secteur

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022	31 décembre 2021
Gazoducs – Canada	26 736	25 213
Gazoducs – États-Unis	46 608	45 502
Gazoducs – Mexique	7 796	7 547
Pipelines de liquides	15 620	14 951
Énergie et stockage	6 959	6 563
Siège social	5 414	4 442
	109 133	104 218

4. PRODUITS

Ventilation des produits

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2022 et 2021 :

trimestre clos le 30 juin 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 157	1 034	148	464	—	2 803
Électricité	—	—	—	—	103	103
Stockage de gaz naturel et autres ¹	18	366	8	2	139	533
	1 175	1 400	156	466	242	3 439
Autres produits ^{2,3}	—	(3)	—	226	(25)	198
	1 175	1 397	156	692	217	3 637

- 1 Comprennent des produits de 18 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 3 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 30 millions de dollars.

trimestre clos le 30 juin 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 103	948	141	485	—	2 677
Électricité	—	—	—	—	79	79
Stockage de gaz naturel et autres ¹	23	247	8	1	82	361
	1 126	1 195	149	486	161	3 117
Autres produits ^{2,3}	—	11	—	30	24	65
	1 126	1 206	149	516	185	3 182

- 1 Comprennent des produits de 23 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 3 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 32 millions de dollars.

semestre clos le 30 juin 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	2 224	2 231	293	973	—	5 721
Électricité	—	—	—	—	190	190
Stockage de gaz naturel et autres ¹	39	623	15	3	205	885
	2 263	2 854	308	976	395	6 796
Autres produits ^{2,3}	—	(8)	—	384	(35)	341
	2 263	2 846	308	1 360	360	7 137

- 1 Comprennent des produits de 39 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 3 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 61 millions de dollars.

semestre clos le 30 juin 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie et stockage	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	2 195	2 067	287	971	—	5 520
Électricité	—	—	—	—	158	158
Stockage de gaz naturel et autres ¹	50	457	16	2	158	683
	2 245	2 524	303	973	316	6 361
Autres produits ^{2,3}	—	33	—	116	53	202
	2 245	2 557	303	1 089	369	6 563

- 1 Comprennent des produits de 50 millions de dollars tirés des frais provenant d'une société liée pour l'aménagement et la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 13 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits tirés des instruments financiers.
- 3 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 64 millions de dollars.

Soldes des contrats

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022	31 décembre 2021	Poste visé au bilan consolidé condensé
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 627	1 627	Débiteurs
Actifs sur contrats	243	202	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	302	249	Autres actifs à long terme
Passifs sur contrats ¹	91	90	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	187	184	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, des produits de néant (8 millions de dollars en 2021) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture de la période.

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

Au 30 juin 2022, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines 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 chiffraient à environ 25,6 milliards de dollars, dont une tranche d'environ 3,8 milliards de dollars devant être prise en compte avant la fin de 2022.

5. ÉCART D'ACQUISITION

L'écart d'acquisition est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs. Si elle conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, elle procèdera alors à un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition.

Great Lakes

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

Le 18 mars 2022, Great Lakes a conclu un règlement préalable au dépôt avec ses clients et déposé un règlement de dossier tarifaire sans opposition auprès de la FERC, aux termes duquel Great Lakes et les parties aux règlements ont convenu de maintenir les actuels tarifs avec recours jusqu'au 31 octobre 2025. Le règlement a créé une certitude relative aux tarifs à court terme qui a rendu nécessaire une réévaluation des flux de trésorerie disponibles à long terme de Great Lakes. Les tarifs avec recours étant maintenus au niveau actuel pour les trois prochaines années, les attentes en matière de passation de contrats, de possibilités de croissance et d'autres occasions à court terme sur les plans commerciaux et réglementaires ont subi une incidence négative.

La direction a effectué un test de dépréciation quantitatif pour évaluer une série d'hypothèses au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés à l'aide d'un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Il a été déterminé que la juste valeur estimée de l'unité d'exploitation Great Lakes ne dépassait plus sa valeur comptable, écart d'acquisition compris, et qu'une charge de dépréciation était nécessaire. En conséquence, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant les impôts (531 millions de dollars après les impôts) au titre du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui est prise en compte dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et des actifs à l'état consolidé condensé des résultats de la société. Le solde résiduel de l'écart d'acquisition de Great Lakes s'établissait à 122 millions de dollars US au 30 juin 2022 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2021). Il existe un risque que d'autres réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes.

La société a choisi d'attribuer la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en premier lieu à l'écart d'acquisition non déductible aux fins de l'impôt, le reliquat étant imputé, le cas échéant, à l'écart d'acquisition déductible aux fins de l'impôt. La majeure partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes a été affectée à l'écart d'acquisition non déductible et le recouvrement d'impôts de 40 millions de dollars était attribuable à la partie de l'écart d'acquisition qui était déductible aux fins de l'impôt.

6. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2022 et 2021 ont été de 26 % et de 132 %, respectivement. La diminution du taux d'imposition effectif est attribuable principalement aux effets de la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres inscrite en 2021, en partie contrebalancés par le règlement des cotisations d'impôts au Mexique dont il est question ci-dessous et la partie de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes qui est non déductible aux fins des impôts inscrite au cours du semestre clos le 30 juin 2022.

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 pour le contester. En janvier 2022, TC Énergie a reçu la décision de la Cour de l'impôt sur la déclaration fiscale de 2013, laquelle confirmait l'avis du SAT. De septembre 2021 à février 2022, le SAT a établi les avis de cotisation pour les années d'imposition 2014 à 2017 qui refusaient la déduction de toutes les charges d'intérêts et fixaient une retenue d'impôts différentielle sur les intérêts. Ces avis de cotisation s'élevaient à environ 490 millions de dollars US en impôts sur le revenu et retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières.

Le 27 avril 2022, TC Énergie a conclu un règlement avec le SAT en vue de régler toutes les questions susmentionnées pour les années d'imposition 2013 à 2021. Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, la société a inscrit une charge d'impôts de 152 millions de dollars US (compte tenu des retenues d'impôts, intérêts, pénalités et autres charges financières).

7. PRÊTS À DES SOCIÉTÉS LIÉES

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

Sur de Texas

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		semestres clos les		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	30 juin	30 juin	30 juin	30 juin	
	2022	2021	2022	2021	
Intérêts créditeurs ¹	—	21	19	42	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	—	(21)	(19)	(42)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Gains (pertes) de change ¹	—	32	(28)	(3)	Intérêts créditeurs et autres
(Pertes) gains de change ¹	—	(32)	28	3	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

1 Inclus dans le secteur du siège social.

2 Inclus dans le secteur des gazoducs au Mexique.

Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos dont il est question plus haut a été remplacé avec un nouveau prêt libellé en dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable et venant à échéance le 15 mars 2023. Au 30 juin 2022, les prêts à des sociétés liées pris en compte dans l'actif à court terme au bilan consolidé condensé comprenaient ce prêt à la coentreprise Sur de Texas de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US).

Ces prêts représentent la quote-part de TC Énergie du financement par emprunt de la coentreprise. Ce prêt et le remboursement connexe susmentionnés sont portés dans les activités d'investissement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie de la société.

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

TC Énergie détient une participation de 35 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») et ses services ont été retenus pour mettre au point et exploiter le gazoduc Coastal GasLink.

Facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

La société a conclu avec Coastal GasLink LP une facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée en vue d'assurer des liquidités à court terme additionnelles et la souplesse du financement dans le cadre du projet. La facilité de 500 millions de dollars porte intérêt à un taux variable fondé sur le marché et l'encours qui se chiffrait à 1 million de dollars au 30 juin 2022 (1 million de dollars au 31 décembre 2021) a été classé dans les prêts à des sociétés liées figurant à l'actif à court terme du bilan consolidé condensé de la société.

Convention de prêt subordonné

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP dans le but de fournir un financement temporaire au projet pour couvrir les coûts supplémentaires en attendant l'obtention du relèvement du financement de projet requis. Aux termes de cette convention, le financement a été fourni au moyen de prêts portant intérêt à des taux variables fondés sur les taux d'intérêt du marché et de prêts ne portant pas intérêt. Le montant total disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,8 milliards de dollars, et l'encours de 350 millions de dollars au 30 juin 2022 (238 millions de dollars au 31 décembre 2021) était pris en compte dans les prêts à long terme à une société liée au bilan consolidé condensé de la société. Se reporter à la note 16 « Événements postérieurs à la date de clôture », pour un complément d'information sur les modifications apportées à cette convention de prêt.

8. DETTE À LONG TERME

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2022 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2032	800	5,33 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2026	400	4,35 %
	Mai 2022	Billets à moyen terme	Mai 2052	300	5,92 %
ANR PIPELINE COMPANY					
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2032	300 US	3,43 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2034	200 US	3,58 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2037	200 US	3,73 %
	Mai 2022	Billets de premier rang non garantis	Mai 2029	100 US	3,26 %

Intérêts capitalisés

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, TC Énergie a capitalisé des intérêts de 4 millions de dollars et de 6 millions de dollars, respectivement (1 million de dollars et 18 millions de dollars, respectivement, en 2021) en lien avec des projets d'investissement.

9. ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Les billets subordonnés de rang inférieur émis par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2022 sont les suivants :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada PipeLines Limited	Mars 2022	Billets subordonnés de rang inférieur ¹	Mars 2082	800 US	5,85 %

1 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 TransCanada Trust ne sont pas compris dans les états financiers de TC Énergie puisque TCPL n'a pas de participation variable dans TransCanada Trust et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En mars 2022, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2022-A pour un montant de 800 millions de dollars US à l'intention d'investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,60 % par année pendant les dix premières années et qui sera ajusté au dixième anniversaire et à tous les cinq ans par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 800 millions de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,85 % par année qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sera ajusté tous les cinq ans à compter de mars 2032 jusqu'en mars 2052 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans, tel qu'il est défini dans le document régissant les billets subordonnés, majoré de 4,236 % par année et il sera ajusté à compter de mars 2052 jusqu'en mars 2082 au taux alors en vigueur pour les bons du Trésor à cinq ans majoré de 4,986 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment entre le 7 décembre 2031 et le 7 mars 2032 et à chaque date prévue pour le paiement d'intérêt et l'ajustement des intérêts par la suite, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En 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.

10. ACTIONS ORDINAIRES ET ACTIONS PRIVILÉGIÉES

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

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
par action ordinaire	0,90	0,87	1,80	1,74
par action privilégiée de série 1	0,22	0,22	0,43	0,43
par action privilégiée de série 2	0,16	0,12	0,28	0,25
par action privilégiée de série 3	0,11	0,11	0,21	0,21
par action privilégiée de série 4	0,12	0,08	0,20	0,17
par action privilégiée de série 5	0,12	0,12	0,24	0,24
par action privilégiée de série 6	0,14	0,10	0,25	0,20
par action privilégiée de série 7	0,24	0,24	0,49	0,49
par action privilégiée de série 9	0,24	0,24	0,47	0,47
par action privilégiée de série 11	0,21	0,21	0,21	0,21
par action privilégiée de série 13	—	0,34	—	0,34
par action privilégiée de série 15	0,31	0,31	0,31	0,31

Actions privilégiées

Le 31 mai 2022, TC Énergie a racheté la totalité des 40 000 000 d'actions privilégiées de série 15 émises et en circulation, à un prix de rachat de 25,00 \$ par action, et a versé un dernier dividende trimestriel de 0,30625 \$ par action privilégiée de série 15 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2022, exclusivement. La société a affecté le produit de l'émission par la fiducie de billets subordonnés de rang inférieur de 800 millions de dollars US, survenue en mars 2022, au financement de ce rachat d'actions privilégiées.

11. 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 répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

trimestre clos le 30 juin 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	633	30	663
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(36)	9	(27)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(7)	1	(6)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	9	(2)	7
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	3	—	3
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	219	(54)	165
Autres éléments du résultat étendu	821	(16)	805

trimestre clos le 30 juin 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(231)	(2)	(233)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	17	(4)	13
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(14)	3	(11)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	12	(2)	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	6	(2)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(76)	19	(57)
Autres éléments du résultat étendu	(286)	12	(274)

semestre clos le 30 juin 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	340	22	362
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(11)	3	(8)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	17	(5)	12
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	24	(9)	15
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	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	459	(114)	345
Autres éléments du résultat étendu	834	(104)	730

semestre clos le 30 juin 2021 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	(Charge) recouvrement d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(519)	(12)	(531)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	32	(8)	24
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	23	(5)	18
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	9	(2)	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	173	(43)	130
Autres éléments du résultat étendu	(282)	(70)	(352)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, sont les suivantes :

trimestre clos le 30 juin 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} avril 2022	(1 289)	(86)	(112)	(20)	(1 507)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	632	(6)	—	166	792
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	7	3	(1)	9
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	632	1	3	165	801
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2022	(657)	(85)	(109)	145	(706)

- 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 sont présentés déduction faite d'un gain lié à une participation sans contrôle de 4 millions de dollars.

semestre clos le 30 juin 2022					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2022	(1 009)	(112)	(113)	(200)	(1 434)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	352	12	—	347	711
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	15	4	(2)	17
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	352	27	4	345	728
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2022	(657)	(85)	(109)	145	(706)

- 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 sont présentés déduction faite d'un gain lié à une participation sans contrôle de 2 millions de dollars.
- 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 38 millions de dollars (29 millions de dollars après les impôts) au 30 juin 2022. Ces estimations présumant que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats ¹
	2022	2021	2022	2021	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	(5)	(3)	(14)	(5)	Produits (Énergie et stockage)
Taux d'intérêt	(4)	(9)	(10)	(18)	Intérêts débiteurs
	(9)	(12)	(24)	(23)	Total avant les impôts
	2	2	9	5	Charge (recouvrement) d'impôts
	(7)	(10)	(15)	(18)	Déduction faite des impôts
Régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des pertes actuarielles	(3)	(6)	(5)	(9)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	—	2	1	2	Charge (recouvrement) d'impôts
	(3)	(4)	(4)	(7)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	1	(10)	2	(18)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	—	3	—	5	Charge (recouvrement) d'impôts
	1	(7)	2	(13)	Déduction faite des impôts

- 1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.
- 2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

12. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

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 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin				semestres clos les 30 juin			
	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	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Coût des services rendus ¹	36	42	1	2	72	85	2	3
Autres composantes du coût net des prestations ¹								
Coût financier	31	30	3	3	62	60	6	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(60)	(59)	(4)	(3)	(119)	(117)	(7)	(6)
Amortissement des pertes actuarielles	2	5	1	—	5	11	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	3	8	1	1	6	14	1	1
	(24)	(16)	1	1	(46)	(32)	1	2
Coût net des prestations constaté	12	26	2	3	26	53	3	5

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 condensé des résultats.

13. 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, sur sa valeur actionnariale.

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque 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.

Des événements sur le marché causant des perturbations dans l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie surveille de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2021 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent l'exposition de la société au risque de crédit lié aux contreparties.

La société passe en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 30 juin 2022, 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.

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, le cas échéant, pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

La juste valeur et le montant nominal relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2022		31 décembre 2021	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Options de change en dollars US (échéant de 2022 à 2023)	(11)	3 800 US	(4)	3 800 US
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2023 à 2025)	13	300 US	23	400 US
	2	4 100 US	19	4 200 US

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2022	31 décembre 2021
Montant nominal	31 400 (24 400 US)	30 700 (24 200 US)
Juste valeur	30 600 (23 800 US)	35 500 (28 100 US)

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils 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 une société liée, 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. Chacun de ces instruments est classé 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 se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022		31 décembre 2021	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{1,2}	(41 589)	(40 516)	(38 661)	(45 615)
Billets subordonnés de rang inférieur	(10 074)	(9 059)	(8 939)	(9 236)
	(51 663)	(49 575)	(47 600)	(54 851)

- 1 La dette à long terme est inscrite au coût amorti, exception faite d'un montant de 600 millions de dollars US (néant au 31 décembre 2021) attribuable au risque couvert et comptabilisé à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comprend des pertes non réalisées de 2 millions de dollars (néant au 31 décembre 2021) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt sur la dette à long terme d'un montant de 600 millions de dollars US au 30 juin 2022 (néant au 31 décembre 2021). Il n'y a eu aucun autre gain non réalisé ni aucune perte non réalisée découlant des ajustements de la juste valeur attribuables aux instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui ont été classés comme disponibles à la vente.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022		31 décembre 2021	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ^{2,3}				
Échéant à moins de 1 an	1	47	—	26
Échéant entre 1 an et 5 ans	33	113	8	107
Échéant entre 5 et 10 ans	1 080	—	1 150	—
Échéant à plus de 10 ans	72	—	84	—
Juste valeur des titres de participation ^{2,4}	671	—	817	—
	1 857	160	2 059	133

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022		30 juin 2021	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(Pertes nettes non réalisées) gains nets non réalisés				
du trimestre clos	(151)	(2)	49	—
du semestre clos	(300)	(6)	9	(1)
Pertes nettes réalisées ³				
du trimestre clos	(14)	—	(2)	—
du semestre clos	(16)	—	(3)	—

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

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes 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 et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux 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 comptabilisation des activités à tarifs réglementés, 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 recouverts auprès des contribuables ou remboursés à ces derniers au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 juin 2022 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés ¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	—	—	—	525	525
Change	—	—	8	14	22
Taux d'intérêt	1	—	—	—	1
	1	—	8	539	548
Autres actifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	24	24
Change	—	—	16	9	25
Taux d'intérêt	5	4	—	—	9
	5	4	16	33	58
Total des actifs dérivés	6	4	24	572	606
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(27)	—	—	(590)	(617)
Change	—	—	(15)	(62)	(77)
	(27)	—	(15)	(652)	(694)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(5)	—	—	(32)	(37)
Change	—	—	(7)	(9)	(16)
Taux d'intérêt	—	(2)	—	—	(2)
	(5)	(2)	(7)	(41)	(55)
Total des passifs dérivés	(32)	(2)	(22)	(693)	(749)
Total des dérivés	(26)	2	2	(121)	(143)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

au 31 décembre 2021 (non audité – 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 ¹
Autres actifs à court terme				
Produits de base ²	—	—	122	122
Change	—	10	37	47
	—	10	159	169
Autres actifs à long terme				
Produits de base ²	—	—	8	8
Change	—	32	6	38
Taux d'intérêt	2	—	—	2
	2	32	14	48
Total des actifs dérivés	2	42	173	217
Créditeurs et autres				
Produits de base ²	(23)	—	(138)	(161)
Change	—	(4)	(46)	(50)
Taux d'intérêt	(10)	—	—	(10)
	(33)	(4)	(184)	(221)
Autres passifs à long terme				
Produits de base ²	(4)	—	(6)	(10)
Change	—	(19)	(10)	(29)
Taux d'intérêt	(8)	—	—	(8)
	(12)	(19)	(16)	(47)
Total des passifs dérivés	(45)	(23)	(200)	(268)
Total des dérivés	(43)	19	(27)	(51)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

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

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des opérations de couverture de la juste valeur ¹	
	30 juin 2022	31 décembre 2021	30 juin 2022	31 décembre 2021
Dette à long terme	(774)	—	(2)	—

1 Au 30 juin 2022 et au 31 décembre 2021, les ajustements des relations de couverture abandonnées compris dans ces soldes étaient de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

au 30 juin 2022						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Crédits d'émission	Change	Taux d'intérêt
Ventes (achats), montant net ¹	419	(35)	4	100	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	—	7 884	700
Millions de pesos mexicains	—	—	—	—	8 700	—
Dates d'échéance	2022-2026	2022-2027	2022-2023	2022	2022-2026	2025-2030

1 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel, aux liquides et aux crédits d'émission sont présentés en GWh, en Gpi³, en millions de barils et en milliers de tonnes métriques de CO₂ respectivement.

au 31 décembre 2021						
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Taux d'intérêt	
Ventes (achats), montant net ¹	490	(52)	4	—	—	
Millions de dollars US	—	—	—	6 636	650	
Millions de pesos mexicains	—	—	—	5 500	—	
Dates d'échéance	2022-2026	2022-2027	2022	2022-2026	2024-2026	

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

Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin	30 juin	30 juin	30 juin
	2022	2021	2022	2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(20)	(15)	(58)	16
Change	(60)	(63)	(38)	(58)
Montant des gains (pertes) réalisés de la période				
Produits de base	255	48	396	109
Change	(13)	117	28	158
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisés de la période				
Produits de base	(15)	(12)	(18)	(23)
Taux d'intérêt	1	(6)	(2)	(12)

1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les gains et les 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 selon leur montant net.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 11) 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'établissaient comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base	(14)	(11)	(19)	(15)
Taux d'intérêt	7	(3)	36	15
	(7)	(14)	17	—

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Couverture de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ¹				
Éléments couverts	(2)	—	(2)	—
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	1	—	1	—
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net ^{2,3}				
Produits de base ⁴	(5)	(3)	(14)	(5)
Taux d'intérêt ¹	(4)	(9)	(10)	(18)

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

2 Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie.

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

4 Ces contrats sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie et du stockage à l'état consolidé condensé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des 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 condensé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 30 juin 2022			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	549	(494)	55
Change	47	(41)	6
Taux d'intérêt	10	—	10
	606	(535)	71
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(654)	494	(160)
Change	(93)	41	(52)
Taux d'intérêt	(2)	—	(2)
	(749)	535	(214)

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

au 31 décembre 2021			
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	130	(91)	39
Change	85	(54)	31
Taux d'intérêt	2	(1)	1
	217	(146)	71
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(171)	91	(80)
Change	(79)	54	(25)
Taux d'intérêt	(18)	1	(17)
	(268)	146	(122)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 juin 2022, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 164 millions de dollars et des lettres de crédit de 71 millions de dollars (respectivement de 144 millions de dollars et de 130 millions de dollars au 31 décembre 2021). Au 30 juin 2022, 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 11 millions de dollars (respectivement de néant et de 6 millions de dollars au 31 décembre 2021).

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 2022, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 15 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2021), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2022, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Hiérarchie des justes valeurs

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

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert de 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, a été classée comme suit :

au 30 juin 2022		Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)			Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	435	114	—	549
Change	—	47	—	47
Taux d'intérêt	—	10	—	10
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(488)	(151)	(15)	(654)
Change	—	(93)	—	(93)
Taux d'intérêt	—	(2)	—	(2)
	(53)	(75)	(15)	(143)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 2022.

au 31 décembre 2021		Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)			Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	39	91	—	130
Change	—	85	—	85
Taux d'intérêt	—	2	—	2
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(49)	(116)	(6)	(171)
Change	—	(79)	—	(79)
Taux d'intérêt	—	(18)	—	(18)
	(10)	(35)	(6)	(51)

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Solde au début de la période	(12)	(4)	(6)	(4)
Pertes nettes comptabilisées dans le bénéfice net	(2)	(1)	(8)	(1)
Pertes nettes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	(1)	—	(1)	—
Solde à la fin de la période¹	(15)	(5)	(15)	(5)

1 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les produits comprenaient des pertes non réalisées de 2 millions de dollars et de 8 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 détenus au 30 juin 2022 (pertes non réalisées de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2021).

14. ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Éventualités

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

Garanties

TC Énergie et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis la performance financière de l'entité qui détient le gazoduc. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement la livraison de gaz naturel.

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Durée	30 juin 2022		31 décembre 2021	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2043	95	—	93	—
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2023	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2043	80	3	80	4
		263	3	261	4

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

15. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités légales 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 considérées comme des entreprises s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022	31 décembre 2021
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	65	72
Débiteurs	71	70
Stocks	28	28
Autres actifs à court terme	9	13
	173	183
Immobilisations corporelles	3 758	3 672
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	900	890
Écart d'acquisition	427	421
	5 258	5 166
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	241	232
Intérêts courus	17	17
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	30	29
	288	278
Passifs réglementaires	71	66
Autres passifs à long terme	—	1
Passifs d'impôts reportés	13	13
Dette à long terme	2 033	2 025
	2 405	2 383

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales 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 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2022	31 décembre 2021
Risque figurant au bilan		
Prêt à une société liée ¹	1	1
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation		
Bruce Power	4 757	4 493
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	2 135	1 605
Prêts à long terme à une société liée ¹	350	238
Risque hors bilan²		
Coastal GasLink ³	3 425	3 037
Bruce Power ⁴	2 249	974
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation liées à un gazoduc	98	171
Risque maximal de perte	13 015	10 519

1 Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » pour un complément d'information.

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

3 Représente un montant total de 3 775 millions de dollars confirmé aux termes d'une convention de prêt subordonné établie avec Coastal GasLink LP, diminué de l'encours de 350 millions de dollars aux termes de cette convention de prêt au 30 juin 2022 (3 275 millions de dollars et 238 millions de dollars, respectivement, au 31 décembre 2021). Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Prêts à des sociétés liées » et à la note 16 « Événements postérieurs à la date de clôture » pour un complément d'information.

4 Le 7 mars 2022, la SIERE a examiné l'estimation définitive du coût et de l'échéancier ayant été soumise en décembre 2021 pour le programme de RCP du réacteur 3 de Bruce Power. Au 30 juin 2022, le risque maximal englobait les montants devant être investis par TC Énergie aux termes du programme de RCP du réacteur 3 ainsi que l'augmentation attendue des montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs.

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Coastal GasLink LP

Entente de règlement avec LNG Canada

Coastal GasLink LP et LNG Canada ont conclu une entente qui règle des différends au sujet de certains coûts engagés et prévus pour le projet de gazoduc Coastal GasLink. Les coûts en capital ont augmenté par rapport au coût initial estimé du projet en raison de l'élargissement de la portée du projet, des effets de la COVID-19, des conditions météorologiques et d'autres événements hors du contrôle de Coastal GasLink LP. Les ententes révisées visant le projet contiennent une nouvelle estimation des coûts. Suivant la signature de ces ententes révisées avec LNG Canada, les facilités de crédit liées au projet Coastal GasLink LP seront majorées.

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

Conformément à un engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec les partenaires de Coastal GasLink LP, TC Énergie versera un apport de capitaux propres totalisant 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, sous forme de versements à compter d'août 2022, ce qui n'aura pas pour effet de modifier sa participation de 35 %.

En 2021, TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP dans le but de fournir, à titre de mesure provisoire, un financement temporaire au projet pour couvrir les coûts supplémentaires. Le montant total de ce prêt se chiffrait à 3,8 milliards de dollars, et l'encours s'élevait 350 millions de dollars de dollars au 30 juin 2022. Le solde impayé sur ce prêt au 30 juin 2022 devrait être remboursé avant la date de mise en service du gazoduc. Conformément à un engagement contraignant conditionnel à la signature d'ententes définitives avec les partenaires de Coastal GasLink LP, à la suite des modifications apportées à cette convention de prêt, le financement mis à la disposition de Coastal GasLink LP sera fourni au moyen d'un prêt portant intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, qui sera remboursé après la mise en service du gazoduc Coastal GasLink et la détermination des coûts définitifs.

Régime de réinvestissement des dividendes

TC Énergie a rétabli l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 2 % en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes, à compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2022.