

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2021

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice				
Produits	3 240	3 195	9 803	9 702
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	779	904	697	3 333
par action ordinaire – de base	0,80 \$	0,96 \$	0,72 \$	3,55 \$
BAlIA comparable	2 240	2 294	6 978	7 028
Résultat comparable	972	893	3 118	2 865
par action ordinaire	0,99 \$	0,95 \$	3,21 \$	3,05 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 712	1 783	5 089	5 119
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 556	1 663	5 333	5 306
Dépenses d'investissement ¹	1 687	2 250	5 011	6 669
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,87 \$	0,81 \$	2,61 \$	2,43 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	979	940	970	940
– émises et en circulation à la fin de la période	979	940	979	940

1 Comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets en cours et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Rapport de gestion

Le 4 novembre 2021

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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, 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 2020, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2020. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2020. 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;
- 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;
- 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

- 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

- 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;
- 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;
- 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 2020.

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;
- BAIL 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.

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 les chiffres 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;
- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- 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 les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur 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 les gains et les pertes de change non réalisés sur le prêt 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.

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
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAII 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	rentées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAII comparable

Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (BAIIA) comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAIIA 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 bénéfice avant les intérêts et les impôts (BAII) comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter 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 ou la perte 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. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. 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.

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 22 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. D'autres projets en cours d'aménagement, dont le coût se situe à 7 milliards de dollars, bénéficient aussi d'un soutien commercial, sauf mention contraire, mais l'échéancier de réalisation et les coûts de projet qui s'y rapportent sont plus incertains et sont conditionnels à l'obtention de certaines autorisations clés.

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, des projets d'immobilisations visant la capacité des gazoducs au Canada et aux États-Unis totalisant environ 0,9 milliard de dollars ont été mis en service. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 1,3 milliard de dollars.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison notamment des conditions météorologiques, des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires, sans compter les restrictions et incertitudes entourant les répercussions persistantes de la pandémie de COVID-19. Les montants ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2021
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2021-2024	0,3	0,2
Réseau de NGTL ²	2021	1,2	1,1
	2022	3,3	1,2
	2023	1,8	0,1
	2024+	0,5	—
Coastal GasLink ³	2023	0,2	0,2
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2021-2023	2,1	0,4
Gazoducs – États-Unis			
Autres investissements dans la capacité	2021-2025	3,5 US	1,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2021-2023	2,1 US	0,5 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2022	1,0 US	0,9 US
Tula ⁴	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2022	0,1 US	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2021-2023	0,1	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2021-2024	2,7	1,6
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2021-2023	0,7	0,2
		20,4	8,2
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		2,0	0,9
Total des projets garantis (en dollars CA)		22,4	9,1

- 1 Reflète l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive, de même que les apports en trésorerie à nos investissements dans des coentreprises.
- 2 Les coûts estimatifs de 2022 et de 2023 tiennent compte d'une somme de 0,5 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de Foothills relié au programme d'expansion du parcours ouest.
- 3 Le coût estimatif du projet reflète la quote-part de nos apports au projet prévus à titre de coentrepreneur. La date de mise en service prévue et le coût estimatif du projet indiqués sont ceux de la dernière mise à jour. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs au Canada » pour obtenir des précisions sur l'état du litige entre Coastal GasLink et LNG Canada en ce qui a trait à la comptabilisation de certains coûts et aux changements à apporter au calendrier, ainsi que sur notre engagement à fournir à Coastal GasLink un financement temporaire additionnel, au besoin et dans certaines circonstances.
- 4 Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès des consultations que mène le Secrétariat de l'Énergie auprès de la population autochtone. Le projet devrait être achevé environ deux ans après la conclusion fructueuse du processus de consultation. Le tronçon est du projet Tula est prêt à assurer des services de transport interruptibles.
- 5 Reflète la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre du programme de RCP du réacteur 6 de Bruce Power, qui devrait être mis en service en 2023, les montants à investir jusqu'en 2024 conformément au programme de gestion d'actifs ainsi que l'initiative d'accroissement de la production. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et stockage » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 6 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.
- 7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,27 au 30 septembre 2021.

Projets en cours d'aménagement

Les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous reflètent les estimations les plus récentes pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis par la direction.

(en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2021
Gazoducs – États-Unis		
Autres investissements dans la capacité ²	0,3 US	—
Pipelines de liquides		
Grand Rapids, phase II ³	0,7	—
Énergie et stockage		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	6,3	0,3
	7,3	0,3
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁵	0,1	—
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	7,4	0,3

- 1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive.
- 2 Comprend les projets assujettis à l'obtention d'une décision d'investissement finale positive de la part des clients.
- 3 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.
- 4 Reflète notre quote-part des coûts du programme de RCP des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8 de Bruce Power, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2024 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.
- 5 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,27 au 30 septembre 2021.

Résultats consolidés – troisième trimestre de 2021

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Gazoducs – Canada	343	334	1 060	1 307
Gazoducs – États-Unis	692	644	2 253	2 107
Gazoducs – Mexique	144	142	434	532
Pipelines de liquides	285	342	(1 973)	1 059
Énergie et stockage	116	105	437	138
Siège social	(36)	(61)	(40)	220
Total du bénéfice sectoriel	1 544	1 506	2 171	5 363
Intérêts débiteurs	(596)	(559)	(1 749)	(1 698)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	81	91	195	254
Intérêts créditeurs et autres	(76)	164	113	(160)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	953	1 202	730	3 759
(Charge) recouvrement d'impôts	(135)	(190)	158	(78)
Bénéfice net	818	1 012	888	3 681
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(69)	(83)	(228)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	810	943	805	3 453
Dividendes sur les actions privilégiées	(31)	(39)	(108)	(120)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	779	904	697	3 333
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,80 \$	0,96 \$	0,72 \$	3,55 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a reculé de 125 millions de dollars et de 2,6 milliards de dollars (0,16 \$ et 2,83 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, comparativement aux mêmes périodes en 2020. Ces baisses s'expliquent principalement par la charge de dépréciation d'actifs de 2,2 milliards de dollars après les impôts liée au projet d'oléoduc Keystone XL, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, ainsi que par les pertes nettes non réalisées découlant des activités de gestion des risques du troisième trimestre de 2021 alors que ces activités avaient dégagé des gains au troisième trimestre de 2020. La diminution du bénéfice net par action ordinaire tient également compte de l'effet des actions ordinaires émises en vue de l'acquisition de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021.

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

Les résultats de 2021 comprennent :

- 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, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- des coûts de préservation et autres coûts de 11 millions de dollars et de 27 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 se rapportant principalement 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 liée à l'oléoduc Keystone XL, ainsi qu'aux intérêts débiteurs du deuxième trimestre de 2021 sur la facilité de crédit de projet de Keystone XL avant qu'elle soit résiliée;
- une charge après les impôts de 55 millions de dollars liée aux paiements de transition versés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR »);

- 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 avril 2020.

La charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL ne tient pas compte des montants compensatoires au titre de l'investissement connexe du gouvernement de l'Alberta dans le projet Keystone XL ni du remboursement par ce dernier de la facilité de crédit garantie liée au projet sans recours envers TC Énergie, lesquels ont été comptabilisés à l'état consolidé condensé des capitaux propres au deuxième trimestre de 2021 et ont permis d'atténuer les conséquences financières pour la société de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Les résultats de 2020 comprennent :

- une réduction de 6 millions de dollars, comptabilisée au troisième trimestre de 2020, du gain après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP ») en mai 2020, ce qui porte le gain après impôts à 402 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020;
- une reprise de 281 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation était jugée plus probable qu'improbable au premier trimestre de 2020;
- une perte additionnelle de 45 millions de dollars, après les impôts, pour le troisième trimestre de 2020 se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario vendues en avril 2020. La vente s'est soldée par une perte de 202 millions de dollars, après les impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020.

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 attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	779	904	697	3 333
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	2 194	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	11	—	27	—
Programme de départ volontaire à la retraite	55	—	55	—
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	—	6	—	(402)
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	—	(281)
Perte (gain) se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	45	(13)	202
Activités de gestion des risques ¹	127	(62)	158	13
Résultat comparable	972	893	3 118	2 865
Bénéfice net par action ordinaire	0,80 \$	0,96 \$	0,72 \$	3,55 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
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	—	0,03	—
Programme de départ volontaire à la retraite	0,05	—	0,05	—
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	—	0,01	—	(0,43)
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	—	(0,30)
Perte (gain) se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	0,05	(0,01)	0,21
Activités de gestion des risques	0,13	(0,07)	0,15	0,02
Résultat comparable par action ordinaire	0,99 \$	0,95 \$	3,21 \$	3,05 \$

1	Activités de gestion des risques	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2021	2020	2021	2020
	(en millions de dollars)				
	Entreprise américaine de commercialisation du gaz naturel	(3)	—	(1)	—
	Commercialisation des liquides	(8)	9	2	16
	Installations énergétiques au Canada	7	—	8	(1)
	Stockage de gaz naturel	(39)	(4)	(36)	(8)
	Change	(125)	78	(183)	(24)
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	41	(21)	52	4
	Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(127)	62	(158)	(13)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie. 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	631	666	2 001	1 884
Gazoducs – États-Unis	890	863	2 824	2 719
Gazoducs – Mexique	171	170	515	620
Pipelines de liquides	387	415	1 146	1 292
Énergie et stockage	168	187	506	516
Siège social	(7)	(7)	(14)	(3)
BAIIA comparable	2 240	2 294	6 978	7 028
Amortissement	(610)	(673)	(1 888)	(1 938)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(596)	(559)	(1 743)	(1 698)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	81	91	195	254
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	91	32	341	87
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(195)	(184)	(574)	(520)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(69)	(83)	(228)
Dividendes sur les actions privilégiées	(31)	(39)	(108)	(120)
Résultat comparable	972	893	3 118	2 865
Résultat comparable par action ordinaire	0,99 \$	0,95 \$	3,21 \$	3,05 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2021 et de 2020

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 septembre 2021 a été inférieur de 54 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2020, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA moins élevé des gazoducs au Canada imputable en grande partie à l'incidence de la baisse de l'amortissement et des charges financières traités à titre de coûts transférables relatifs au réseau principal au Canada, qui a été en partie compensée par la hausse de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférés de même que par la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- le résultat moins élevé des pipelines de liquides découlant de l'apport plus faible des activités de commercialisation des liquides, surtout imputable à la réduction des marges;
- la baisse du résultat du secteur Énergie et stockage, imputable au résultat inférieur de Bruce Power en 2021 découlant de la réduction des volumes du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et de la hausse des coûts d'exploitation, facteur annulé en partie par la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- les résultats accrus des gazoducs aux États-Unis redevables à Columbia Gas depuis la demande d'augmentation des tarifs de transport plus élevés prenant effet le 1^{er} février 2021 et le règlement de principe conclu le 28 juillet 2021, qui pourraient devoir faire l'objet d'un remboursement après la conclusion de l'instance visant les tarifs en cours;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités libellées en dollars américains. Comme il est expliqué en détail plus loin, le BAIIA comparable en dollars américains a augmenté de 53 millions de dollars US par rapport à celui de 2020 pour s'établir à 1,1 milliard de dollars US; cependant, il a été converti au taux de 1,26 en 2021, contre 1,33 en 2020. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a été inférieur de 50 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2020, principalement à cause de l'incidence nette des éléments suivants :

- les résultats inférieurs des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, en partie compensée par l'apport supérieur des activités de commercialisation des liquides reflétant l'accroissement des marges et des volumes;
- la diminution de l'apport des gazoducs au Mexique découlant principalement des frais de 55 millions de dollars US comptabilisés en 2020 parce que les travaux de construction du gazoduc Sur de Texas avaient été menés à bien;
- la baisse du résultat du secteur Énergie et stockage, imputable au résultat inférieur de Bruce Power en 2021 découlant de la réduction des volumes du fait d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et de la hausse des coûts d'exploitation, facteur annulé en partie par la hausse des prix de l'électricité réalisés, l'augmentation du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres attribuable à l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et l'incidence de l'acquisition, en novembre 2020, de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines;
- le BAIIA plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables, à l'augmentation du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL, à la hausse des frais d'aménagement de Coastal GasLink ainsi qu'aux revenus incitatifs et aux impôts sur le bénéfice transférés au titre du réseau principal au Canada, facteurs en partie contrebalancés par la baisse de l'amortissement et des charges financières transférées relatives à ce dernier;
- les résultats accrus des gazoducs aux États-Unis redevables à Columbia Gas depuis la demande d'augmentation des tarifs de transport prenant effet le 1^{er} février 2021 et le règlement de principe conclu le 28 juillet 2021, qui pourraient devoir faire l'objet d'un remboursement après la conclusion de l'instance visant les tarifs en cours, ainsi qu'à la hausse du résultat tiré de l'ensemble des gazoducs aux États-Unis après les vagues de froid en 2021 qui ont frappé bon nombre des marchés américains où nous exerçons nos activités, facteurs en partie annulés par la hausse des impôts fonciers;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel de nos activités libellées en dollars américains. Comme il est expliqué en détail plus loin, le BAIIA comparable en dollars américains a augmenté de 134 millions de dollars US par rapport à celui de 2020 pour s'établir à 3,4 milliards de dollars US; cependant, il a été converti au taux de 1,25 en 2021, contre 1,35 en 2020.

Bien que l'affaiblissement du dollar américain en 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020 ait eu une incidence défavorable importante sur le BAIIA comparable de 2021, l'incidence correspondante sur le résultat comparable a été négligeable grâce aux couvertures naturelles et économiques ayant eu un effet compensatoire. 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 certaines charges 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 2021 et de 2020

Le résultat comparable a augmenté de 79 millions de dollars (0,04 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 comparativement à celui de la même période en 2020. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la baisse de l'amortissement, surtout 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;
- la diminution des participations sans contrôle par suite de l'acquisition, le 3 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 hausse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout aux gains réalisés en 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US alors qu'en 2020, des pertes avaient été réalisées à ce titre;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021, en partie compensée par l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains.

Le résultat comparable a augmenté de 253 millions de dollars (0,16 \$ par action ordinaire) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 comparativement à celui de la même période en 2020. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres, attribuable surtout aux gains réalisés en 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US alors qu'en 2020, des pertes avaient été réalisées à ce titre;
- la diminution des participations sans contrôle par suite de l'acquisition, le 3 mars 2021, de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie;
- la baisse de l'amortissement au titre de nos actifs libellés en dollars américains principalement du fait de la dépréciation du dollar américain;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, qui s'explique surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Villa de Reyes, à compter du 1^{er} janvier 2021, à cause des retards qui entravent toujours le projet, en partie annulée par la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative au réseau de NGTL et aux projets d'expansion des gazoducs aux États-Unis;
- la charge d'impôt plus élevée essentiellement à cause de la hausse du résultat avant les impôts et de l'augmentation des impôts sur le bénéfice transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, facteurs en partie contrés par l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout à la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021, au passage à la comptabilisation à la valeur de consolidation de notre investissement dans Coastal GasLink depuis la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP au deuxième trimestre de 2020, et de l'achèvement de la centrale de Napanee au premier trimestre de 2020, facteurs en partie compensés par les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres arrivés à échéance, ainsi que par l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains.

Le résultat comparable par action tient aussi compte de l'effet des actions ordinaires émises pour l'acquisition de la participation résiduelle dans TC PipeLines, LP au premier trimestre de 2021. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

Incidence du change

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période de deux ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. Comme nous l'avons déjà mentionné, l'incidence nette des variations du dollar américain sur le résultat comparable pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 par rapport aux mêmes périodes en 2020, compte tenu des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

Le taux de change moyen sur la conversion de un dollar américain en dollars canadiens s'est établi comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2021	1,26
trimestre clos le 30 septembre 2020	1,33
période de neuf mois close le 30 septembre 2021	1,25
période de neuf mois close le 30 septembre 2020	1,35

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

Éléments des résultats et charges libellés en dollars américains, avant les impôts (en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	706	647	2 256	2 008
Gazoducs au Mexique ¹	152	146	462	520
Pipelines de liquides aux États-Unis	223	235	668	724
	1 081	1 028	3 386	3 252
Amortissement	(224)	(233)	(666)	(661)
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(315)	(324)	(945)	(987)
Intérêts capitalisés	—	38	10	89
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	33	51	73	126
Participations sans contrôle et autres	(7)	(56)	(67)	(178)
	568	504	1 791	1 641

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

Perspectives

Résultats comparables consolidés

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard du résultat comparable par action ordinaire pour 2021 sont légèrement supérieures à celles énoncées dans le rapport annuel de 2020. Cet accroissement est principalement redevable à la hausse du résultat tiré de l'ensemble des gazoducs aux États-Unis en 2021 et aux marges plus élevées réalisées par les installations de production énergétique au Canada.

Nous continuons de surveiller les faits nouveaux relatifs aux marchés de l'énergie, à nos projets de construction et aux instances réglementaires, de même que leurs répercussions, le cas échéant, sur notre résultat comparable par action ordinaire en 2021. Nous ne prévoyons pas que la COVID-19 aura un effet significatif sur nos résultats comparables de 2021.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total de nos dépenses d'investissement prévues pour 2021 indiqué dans le rapport annuel de 2020 n'a pas été modifié de manière importante. Bien que nous ayons observé un certain ralentissement de certains de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations, nous ne pensons pas que les perturbations découlant de la pandémie de COVID-19 auront un effet considérable sur notre programme d'investissement global en 2021.

Gazoducs – Canada

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Réseau de NGTL	409	390	1 214	1 103
Réseau principal au Canada	183	229	648	677
Autres gazoducs au Canada ¹	39	47	139	104
BAIIA comparable	631	666	2 001	1 884
Amortissement	(288)	(326)	(941)	(941)
BAIL comparable	343	340	1 060	943
Poste particulier :				
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	—	(6)	—	364
Bénéfice sectoriel	343	334	1 060	1 307

- 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 bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 9 millions de dollars et diminué de 247 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, comparativement aux mêmes périodes en 2020. Les résultats du troisième trimestre de 2020 tiennent compte d'une réduction de 6 millions de dollars du gain, avant les impôts, lié à la vente en mai 2020 d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP, ce qui porte le gain avant les impôts à 364 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020. Ces sommes ont été exclues du calcul du BAIL comparable.

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 une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouvrés 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	160	145	467	419
Réseau principal au Canada	52	40	156	118
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			15 345	13 890
Réseau principal au Canada			3 700	3 649

Pour le trimestre et la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 15 millions de dollars et de 48 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2020. 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 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 a augmenté de 12 millions de dollars et de 38 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, comparativement aux mêmes périodes en 2020, ce qui s'explique en grande partie par la hausse des revenus incitatifs et l'élimination de notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts prévue dans la décision de 2014 de l'ONÉ. Depuis le 1^{er} janvier 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 des gazoducs au Canada a diminué de 35 millions de dollars et augmenté de 117 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux périodes correspondantes de 2020.

La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice traités à titre de coûts transférables, ainsi que la hausse du résultat fondé sur les tarifs relativement au réseau de NGTL;
- la baisse de l'amortissement et des charges financières traités à titre de coûts transférables, en partie compensée par l'augmentation des impôts sur le bénéfice transférés, l'accroissement des revenus incitatifs et l'élimination de notre contribution relativement au réseau principal au Canada;
- la comptabilisation des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink, à compter du deuxième trimestre de 2020, qui a entraîné une hausse du résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 et une baisse du résultat pour le trimestre clos à la même date en raison du moment de la comptabilisation des produits par rapport aux périodes correspondantes de 2020.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 38 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 comparativement à la même période en 2020, principalement du fait qu'un tronçon du réseau principal au Canada est entièrement amorti, facteur en partie contrebalancé par la hausse de l'amortissement du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau. L'amortissement est demeuré sensiblement le même, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, qu'à la même période en 2020.

Gazoducs – États-Unis

Le 3 mars 2021, nous avons fait l'acquisition de toutes les parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP qui n'étaient pas détenues en propriété effective par TC Énergie ou ses sociétés affiliées, en échange d'actions ordinaires de TC Énergie (l'« acquisition de TC PipeLines, LP »). Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – États-Unis » pour obtenir des précisions à ce sujet. Les résultats de TC PipeLines, LP reflètent la participation que nous détenions dans huit gazoducs avant l'acquisition.

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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Columbia Gas	359	308	1 122	968
ANR	135	120	436	381
Columbia Gulf	52	46	161	143
Great Lakes ^{1, 4}	35	18	112	65
GTN ^{2, 4}	40	—	95	—
Autres gazoducs aux États-Unis ^{3, 4}	78	36	215	86
TC PipeLines, LP ^{4, 5}	—	28	24	88
Participations sans contrôle ⁵	7	91	91	277
BAIIA comparable	706	647	2 256	2 008
Amortissement	(154)	(164)	(455)	(452)
BAII comparable	552	483	1 801	1 556
Incidence du change	143	161	453	551
BAII comparable (en dollars CA)	695	644	2 254	2 107
Poste particulier :				
Activités de gestion des risques	(3)	—	(1)	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	692	644	2 253	2 107

1 Les résultats représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes jusqu'au 3 mars 2021 et notre participation de 100 % depuis l'acquisition de TC PipeLines, LP.

2 Comprend 100 % des résultats de GTN après l'acquisition de TC PipeLines, LP le 3 mars 2021.

3 Comprend les résultats 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, 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, le 3 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.

4 Notre participation effective dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 % avant l'acquisition, le 3 mars 2021, date à laquelle notre participation est passée à 100 %. Avant le 3 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.

5 Représente les résultats attribuables à la portion de TC PipeLines, LP et de Portland que nous ne détenions pas avant l'acquisition de TC PipeLines, LP, le 3 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 48 millions de dollars et de 146 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020. Il comprend des 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 en 2021, qui ont été exclues de notre calcul du BAII comparable.

L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens par rapport à la période correspondante de 2020. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour plus de précisions à ce sujet.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 a augmenté de 59 millions de dollars US et de 248 millions de dollars US par rapport aux mêmes périodes en 2020, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- une augmentation nette des résultats tirés de Columbia Gas depuis la demande d'augmentation des tarifs de transport prenant effet le 1^{er} février 2021 et le règlement de principe conclu le 28 juillet 2021 – ces tarifs pouvant devoir faire l'objet d'un remboursement après la conclusion de l'instance visant les tarifs en cours –, annulée en partie par l'augmentation des impôts fonciers. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les résultats ont aussi augmenté en raison du niveau plus élevé en 2021 qu'en 2020 des coûts capitalisés au titre du maintien de l'intégrité des gazoducs. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – États-Unis » pour obtenir des précisions;
- les résultats accrus inscrits par nos actifs du secteur des gazoducs aux États-Unis, qui tiennent compte de l'incidence des périodes de grand froid ayant sévi au premier trimestre de 2021 dans bon nombre des régions où nous exerçons des activités aux États-Unis.

L'incidence favorable sur le résultat comparable de l'acquisition de TC Pipelines, LP indiquée ci-dessus se traduit par une réduction des participations sans contrôle. Se reporter à la rubrique « Siège social – Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle » pour obtenir des précisions à ce sujet.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 10 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 par rapport à la même période en 2020 surtout du fait de certains ajustements comptabilisés au troisième trimestre de 2020. Il a augmenté de 3 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 comparativement à la même période en 2020, principalement en raison des nouveaux projets mis en service.

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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Topolobampo	40	40	121	120
Sur de Texas ¹	31	23	92	145
Tamazunchale	29	31	91	91
Guadalajara	17	16	54	47
Mazatlán	18	18	53	53
BAIIA comparable	135	128	411	456
Amortissement	(21)	(21)	(65)	(65)
BAII comparable	114	107	346	391
Incidence du change	30	35	88	141
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	144	142	434	532

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 BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique ont augmenté de 2 millions de dollars et diminué de 98 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020. L'affaiblissement du dollar américain pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens par rapport aux périodes correspondantes de 2020. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique a augmenté de 7 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 par rapport à la même période en 2020, en raison principalement de la hausse du résultat provenant de Sur de Texas qui reflète la baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'impôts reportés. Il a reculé de 45 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 par rapport à la même période en 2020, essentiellement du fait des produits tirés des frais de 55 millions de dollars US comptabilisés au premier trimestre de 2020 après l'achèvement du gazoduc Sur de Texas, facteur en partie compensé par le résultat additionnel provenant de Guadalajara à la suite de l'inversion du sens d'un gazoduc menée à bien en 2020.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 est resté sensiblement le même que celui des périodes correspondantes de 2020.

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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Réseau d'oléoducs Keystone	327	345	956	1 113
Pipelines en Alberta ¹	22	22	67	69
Commercialisation des liquides et autres	38	48	123	110
BAIIA comparable	387	415	1 146	1 292
Amortissement	(80)	(82)	(238)	(249)
BAIL comparable	307	333	908	1 043
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres	—	—	(2 854)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(14)	—	(29)	—
Activités de gestion des risques	(8)	9	2	16
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	285	342	(1 973)	1 059
BAIIA comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	106	102	310	311
Dollars US	223	235	668	724
Incidence du change	58	78	168	257
BAIIA comparable	387	415	1 146	1 292

1 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier.

Le résultat sectoriel du secteur des pipelines de liquides a reculé de 57 millions de dollars et de 3,0 milliards de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 par rapport aux mêmes périodes en 2020. 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 2,8 milliards de dollars avant les impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 relativement à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes par suite de la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour obtenir plus de précisions;
- des coûts de préservation et autres coûts de 14 millions de dollars et de 29 millions de dollars, avant les impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 se rapportant essentiellement 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 liée à l'oléoduc Keystone XL;
- des pertes et des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

L'affaiblissement du dollar américain en 2021 a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens de nos activités aux États-Unis par rapport aux périodes correspondantes de 2020. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés – Incidence du change » pour en savoir plus sur ce sujet.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 28 millions de dollars et de 146 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 par rapport aux mêmes périodes en 2020. Cette diminution est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021;
- l'apport moins élevé des activités de commercialisation des liquides pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, imputable essentiellement à la baisse des marges. Le résultat tiré des activités de commercialisation des liquides de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 a augmenté sous l'effet de l'élargissement des marges et de l'accroissement des volumes.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020, ce qui s'explique principalement par l'affaiblissement du dollar américain.

Énergie et stockage

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bruce Power ¹	112	140	296	339
Installations énergétiques au Canada ²	50	39	176	164
Installations de stockage de gaz naturel et autres	6	8	34	13
BAIIA comparable	168	187	506	516
Amortissement	(20)	(18)	(58)	(48)
BAIL comparable	148	169	448	468
Postes particuliers :				
(Perte) gain se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	(60)	17	(321)
Activités de gestion des risques	(32)	(4)	(28)	(9)
Bénéfice sectoriel	116	105	437	138

1 Ce poste correspond à notre quote-part du bénéfice de Bruce Power.

2 Ces données comprennent la centrale de Napanee depuis sa mise en service en mars 2020 et nos autres centrales alimentées au gaz naturel en Ontario jusqu'à la vente de celles-ci, en avril 2020.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a augmenté de 11 millions de dollars et de 299 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020, et il tenait compte des postes particuliers suivants, exclus du BAIL comparable :

- 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 avril 2020. Des pertes de 60 millions de dollars et de 321 millions de dollars, avant les impôts, avaient été comptabilisées pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020;
- des pertes non réalisées 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.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a diminué de 19 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport moins élevé de Bruce Power du fait des volumes moindres découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et des charges d'exploitation plus élevées, facteurs en partie compensés par la hausse des prix de l'électricité réalisés. Le résultat de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comprend également des gains sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- le résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres qui rend compte de l'élargissement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta en 2021 et de l'acquisition, en novembre 2020, de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines. Le résultat du trimestre clos le 30 septembre 2021 reflète également l'intensification des activités d'expansion des affaires du secteur;
- l'augmentation du résultat des installations de production énergétique au Canada en raison surtout des marges plus élevées réalisées en 2021 et des résultats de notre centrale de cogénération de Mackay River après sa remise en service, en mai 2020, facteurs en partie contrebalancés par la vente, en avril 2020, de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 a augmenté de 2 millions de dollars et de 10 millions de dollars par rapport aux mêmes périodes en 2020, compte tenu de l'amortissement supplémentaire découlant de l'acquisition, en novembre 2020, de la participation résiduelle de 50 % dans TC Turbines et d'autres ajustements inscrits au deuxième trimestre de 2020.

BRUCE POWER

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020	2021	2020
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits ¹	411	432	1 220	1 270
Charges d'exploitation	(214)	(206)	(677)	(653)
Amortissement et autres	(85)	(86)	(247)	(278)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	112	140	296	339
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3, 4}	86 %	93 %	86 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	92	26	257	195
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	—	16	22	28
Volumes des ventes (en GWh) ²	5 101	5 510	15 197	15 818
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁵	80 \$	78 \$	80 \$	80 \$

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

2 Ces données représentent notre participation de 48,4 % dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée et la production du réacteur 6 jusqu'en janvier 2020, lorsque le programme de RCP le concernant a commencé.

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 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 transférables. 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. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 1 ont été achevés au premier trimestre de 2021 et ceux du réacteur 3, le 9 octobre 2021. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et stockage » pour obtenir des précisions à ce sujet. Des travaux d'entretien du réacteur 7 sont toujours prévus pour le quatrième trimestre de 2021. La capacité moyenne disponible pour 2021, exclusion faite du réacteur 6, devrait se situer au milieu de la fourchette des 80 %.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL 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 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
BAIIA comparable et BAIL comparable	(7)	(7)	(14)	(3)
Postes particuliers :				
Programme de départ volontaire à la retraite	(71)	—	(71)	—
Gain (pertes) de change – prêts intersociétés ¹	42	(54)	45	223
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(36)	(61)	(40)	220

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 25 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 tandis que le bénéfice sectoriel du siège social a diminué de 260 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 comparativement aux périodes correspondantes de 2020. La perte sectorielle du siège social comprend des coûts avant les impôts liés au PDVR offert depuis le milieu de 2021, ainsi que des gains et des pertes de change sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs. Ces gains et pertes de change sont 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 BAIL comparables, car ils sont entièrement compensés par des pertes et des gains de change correspondants, liés aux prêts intersociétés, comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour en savoir plus sur le PDVR et à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour en savoir plus sur les prêts intersociétés libellés en pesos.

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable du secteur Siège social sont restés sensiblement les mêmes pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 et ont diminué de 11 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020, en raison principalement d'un ajustement apporté à l'impôt sur le capital aux États-Unis comptabilisé au deuxième trimestre de 2020.

Intérêts débiteurs

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(183)	(178)	(530)	(511)
Libellés en dollars US	(315)	(324)	(945)	(987)
Incidence du change	(81)	(108)	(238)	(350)
	(579)	(610)	(1 713)	(1 848)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(19)	(17)	(50)	(69)
Intérêts capitalisés	2	68	20	219
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(596)	(559)	(1 743)	(1 698)
Poste particulier :				
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	(6)	—
Intérêts débiteurs	(596)	(559)	(1 749)	(1 698)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 37 millions de dollars et de 51 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux périodes correspondantes de 2020, compte tenu d'intérêts débiteurs de 6 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 au titre de la facilité de crédit liée au projet Keystone XL pour la période postérieure à la révocation du permis présidentiel visant l'oléoduc Keystone XL. Cette somme a été exclue de notre calcul des intérêts débiteurs pris en compte dans le résultat comparable.

Les intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 37 millions de dollars et de 45 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux périodes correspondantes de 2020, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des intérêts capitalisés en raison de la cessation de leur capitalisation pour le projet d'oléoduc Keystone XL suivant la révocation du permis présidentiel en janvier 2021, le passage à la comptabilisation à la valeur de consolidation de notre investissement dans Coastal GasLink depuis la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP, au deuxième trimestre de 2020, et l'achèvement de la centrale de Napanee, au premier trimestre de 2020;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- la diminution des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens des intérêts libellés en dollars américains.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Libellée en dollars CA	40	23	104	83
Libellée en dollars US	33	51	73	126
Incidence du change	8	17	18	45
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	81	91	195	254

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 10 millions de dollars et de 59 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 par rapport à celle des mêmes périodes en 2020. Les hausses de la provision libellée en dollars canadiens s'expliquent en grande partie par le plus grand nombre de projets de croissance du réseau NGTL en cours de construction. Les baisses de la provision libellée en dollars américains s'expliquent surtout par la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Villa de Reyes, à compter du 1^{er} janvier 2021, à cause des retards qui entravent toujours le projet, et au projet BXP de Columbia Gas, qui a été mis en service le 1^{er} janvier 2021; ce facteur a été en partie contrebalancé par l'augmentation des dépenses en immobilisations visant les projets de gazoducs aux États-Unis.

Intérêts créditeurs et autres

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	91	32	341	87
Postes particuliers :				
(Pertes) gains de change – prêt intersociétés	(42)	54	(45)	(223)
Activités de gestion des risques	(125)	78	(183)	(24)
Intérêts créditeurs et autres	(76)	164	113	(160)

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 240 millions de dollars et augmenté de 273 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020 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 pertes et des gains de change sur le prêt intersociété lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos;
- des pertes et des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change.

Notre quote-part des gains et des pertes 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 est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Siège social et Gazoducs – Mexique, respectivement. Les pertes et les gains de change sur ces prêts intersociétés sont exclus du résultat comparable, tandis que les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sont 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 augmenté de 59 millions de dollars et de 254 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020, en raison surtout des gains réalisés en 2021 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US alors qu'en 2020, des pertes avaient été réalisées à ce titre.

Charge d'impôts

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(195)	(184)	(574)	(520)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres ¹	—	—	660	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL ¹	3	—	8	—
Programme de départ volontaire à la retraite	16	—	16	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	—	281
Perte (gain) se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	—	15	(4)	119
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	—	—	—	38
Activités de gestion des risques	41	(21)	52	4
(Charge) recouvrement d'impôts	(135)	(190)	158	(78)

1 Comprend un recouvrement d'impôts reportés de 3 millions de dollars et une charge d'impôts exigibles de néant pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 ainsi qu'un recouvrement d'impôts reportés de 788 millions de dollars et un recouvrement d'impôts exigibles de 120 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021.

La charge d'impôts a diminué de 55 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 comparativement à la même période en 2020, en raison principalement du recul du résultat en 2021.

La charge d'impôts a diminué de 236 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 comparativement à un recouvrement de 158 millions de dollars comptabilisé à la même période en 2020, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'incidence fiscale de la charge de dépréciation d'actifs liée au projet d'oléoduc Keystone XL comptabilisée en 2021;
- la reprise de 281 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts qui a été comptabilisée au premier trimestre de 2020, après notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation était jugée plus probable qu'improbable;

- la reprise sur les provisions pour moins-value d'actifs d'impôts associés aux transactions de vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario et de Coastal GasLink LP en 2020;
- la tranche non imposable des gains en capital comptabilisés au deuxième trimestre de 2020.

Ces éléments ont été déduits de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable en plus de l'incidence fiscale des postes particuliers auxquels il est fait référence ailleurs dans le présent rapport de gestion.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 comparativement à la même période en 2020, principalement en raison de l'augmentation du bénéfice imposable en 2021, facteur en partie compensé par l'élargissement des écarts liés aux taux d'imposition étrangers. Elle a augmenté de 54 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 comparativement à la période correspondante de 2020, principalement sous l'effet de l'augmentation du bénéfice imposable et de la hausse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada, facteurs partiellement neutralisés par l'augmentation des écarts liés aux taux d'imposition étrangers.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(8)	(69)	(83)	(228)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 61 millions de dollars et de 145 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux périodes correspondantes de 2020 par suite de l'acquisition, le 3 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. Se reporter à la section portant sur les résultats du secteur Gazoducs – États-Unis et à la note 10 de nos états financiers consolidés condensés, intitulée « Participations sans contrôle », pour un complément d'information.

Dividendes sur les actions privilégiées

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Dividendes sur les actions privilégiées	(31)	(39)	(108)	(120)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 8 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 comparativement aux mêmes périodes en 2020, par suite essentiellement du rachat, le 31 mai 2021, de la totalité des actions privilégiées de série 13 émises et en circulation.

Faits récents

COVID-19

Dans le contexte des adaptations persistantes liées à la pandémie de COVID-19 et des restrictions connexes en vigueur, nous continuons d'exploiter efficacement nos actifs, d'exercer nos activités commerciales et d'exécuter nos projets en faisant de la santé, de la sécurité et de la fiabilité notre priorité. Il est encore trop tôt pour connaître avec exactitude les répercussions à long terme que pourrait avoir la COVID-19 sur notre programme d'investissement, mais nous avons observé un certain ralentissement d'une partie de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations. Cela s'explique en grande partie par les retards dans le processus d'obtention des permis, car les organismes de réglementation ont été dans l'impossibilité de traiter les demandes de permis et de mener les consultations selon les calendriers prévus à l'origine. De plus, les conséquences sur la chaîne d'approvisionnement se traduisent par des coûts plus élevés pour certains produits de base et des pénuries de main-d'œuvre dans certains secteurs, ce qui pourrait donner lieu à des hausses de coûts et à des progrès plus lents que prévu. Les projets d'investissement plus durement touchés par la crise de COVID-19 sont décrits plus en détail ci-après.

La possibilité que la pandémie ait des répercussions encore plus marquées, à long terme, sur les activités et les projets de croissance de la société dépendra de développements, de politiques et de mesures futurs qui sont encore quelque peu incertains. Des renseignements complémentaires sur les risques, les incertitudes et les répercussions de la crise sanitaire sur nos activités sont exposés dans diverses rubriques du présent rapport de gestion : « Programme d'investissement », « Perspectives » et « Risque et instruments financiers ».

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

Entre la fin décembre 2020 et le 13 avril 2021, en réaction à la pandémie de COVID-19, un décret de la médecin hygiéniste en chef de la Colombie-Britannique a restreint le nombre de travailleurs sur les sites industriels du nord de la Colombie-Britannique, y compris Coastal GasLink. Ainsi, seuls les travaux de construction essentiels ont continué durant cette période. Des travaux majeurs de lutte contre l'érosion et les sédiments étaient nécessaires en l'absence de poursuite de la construction du pipeline pendant la période hivernale. Le 13 avril 2021, le décret de santé publique provincial a été levé et les plans de remobilisation en vue du programme de construction estival ont pu être finalisés.

En raison des changements apportés à la portée du projet, des retards dans l'obtention des permis par rapport au calendrier de construction initial et des effets de la COVID-19, notamment le décret de santé publique provincial, nous nous attendons toujours à une hausse considérable des coûts de projet ainsi qu'à un retard de l'achèvement du projet par rapport aux coûts et à l'échéancier établis initialement pour le projet. Coastal GasLink continuera d'atténuer les hausses de coûts et les retards. Coastal GasLink s'attend à ce que des coûts supplémentaires soient pris en compte dans le montant définitif des droits d'utilisation des gazoducs, sous réserve de certaines conditions.

Coastal GasLink est en litige avec LNG Canada en ce qui a trait à la comptabilisation de certains coûts et à l'incidence sur l'échéancier. Les travaux de construction se poursuivent et, pour le moment, nous ne prévoyons aucune interruption de ces activités pendant que les parties cherchent une résolution. Dans l'intervalle, ces travaux de construction sont financés en partie par une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue conclue avec TC Énergie qui procure un financement à court terme supplémentaire et de la souplesse financière aux fins du projet et sur laquelle un montant de 840 millions de dollars était prélevé au 30 septembre 2021. En octobre 2021, ce montant a été remboursé en entier et d'autres sommes ont été prélevées, de sorte que l'encours de cette facilité était de 175 millions de dollars au 29 octobre 2021. À titre de mesure provisoire supplémentaire, TC Énergie s'est engagée à fournir un financement temporaire additionnel au projet, au besoin, pouvant atteindre 3,3 milliards de dollars en attendant l'obtention du financement de projet requis pour couvrir les coûts supplémentaires. Ce financement devrait être fourni en fonction des rendements du marché. Nous ne prévoyons pas que nos apports futurs augmentent de manière importante, mais la portion de ce financement temporaire que devront en fin de

compte fournir sous forme de capitaux propres les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris la société, sera déterminée par la substance de la résolution du litige avec LNG Canada.

Réseau de NGTL

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,5 milliard de dollars.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Au deuxième trimestre de 2021, nous avons obtenu l'approbation, par le gouvernement fédéral, du programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022. D'un coût en capital estimé à 1,1 milliard de dollars, ce programme, qui offrira une capacité supplémentaire pour répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin, comprend des nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 166 km (103 milles), un nouveau poste de compression et les installations connexes. Les travaux de construction ont commencé en septembre 2021 et la mise en service est prévue à compter du quatrième trimestre de 2022.

Expansion du réseau intrabassin de NGTL en 2023

En mai 2021, nous avons obtenu l'approbation de la REC pour construire et exploiter une part de 0,3 milliard de dollars du programme d'expansion du réseau intrabassin de NGTL. Une demande visant le reste des installations a été soumise à la REC en juin 2021 et une décision est attendue vers la fin de 2021. À la lumière des réponses à l'invitation à soumissionner en vue de l'optimisation de la capacité en 2021, les modifications de l'approvisionnement prévu ont réduit la portée du programme, dont le coût en capital est maintenant estimé à 0,6 milliard de dollars pour des nouveaux pipelines d'une longueur de 23 km (14 milles) et deux nouveaux postes de compression et qui est soutenu par de nouveaux contrats de service garanti de 15 ans visant une capacité de 255 TJ/j (238 Mpi³/j). L'expansion du réseau intrabassin devrait être mise en service à compter de 2023.

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

En novembre 2019, nous avons dévoilé notre programme de livraison parcours ouest, un projet d'expansion des réseaux de NGTL et de Foothills qui vise à accroître la capacité d'exportation de GTN. La partie canadienne de ce programme d'expansion, dont le coût en capital est estimé à 1,2 milliard de dollars, comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 108 km (67 milles) et des installations connexes dont les dates de mise en service sont au quatrième trimestre de 2022 et au quatrième trimestre de 2023. Le programme repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j). Les demandes d'approbation pour construire et exploiter une part de 0,2 milliard de dollars des installations ont été approuvées par la REC en avril 2021 et les demandes visant le reste des installations ont été soumises. Les approbations de l'organisme fédéral sont attendues au quatrième trimestre de 2022.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

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

Columbia Gas a déposé, en juillet 2020, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation de ses tarifs maximums de transport à compter du 1^{er} février 2021, sous réserve de remboursement à l'issue de l'instance tarifaire. Le 28 juillet 2021, Columbia Gas a avisé la FERC qu'elle avait conclu un règlement de principe avec ses clients portant sur toutes les questions en suspens liées au dossier, notamment en ce qui a trait à la résolution des tarifs et à la continuation du programme de modernisation de Columbia Gas. Le 29 octobre 2021, Columbia Gas a déposé son règlement auprès de la FERC, et elle attend maintenant l'approbation de la commission. Les produits de 2021 devraient être conformes aux estimations comptabilisées à ce jour. On s'attend à ce que le règlement soit approuvé par la FERC au début de 2022.

Règlement tarifaire visant GTN

Le 29 septembre 2021, GTN a déposé un règlement tarifaire non contentieux établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seraient en vigueur pour cette entreprise à compter du 1^{er} janvier 2022 et instituant un moratoire sur les tarifs qui serait en application jusqu'au 31 décembre 2023. Les tarifs révisés ne devraient pas avoir une incidence importante sur le résultat comparable de notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Par ailleurs, GTN doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 1^{er} avril 2024.

Acquisition de TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, nous avons conclu l'acquisition annoncée précédemment aux termes de l'entente datée du 14 décembre 2020. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour un complément d'information.

Grand Chenier XPress

La phase I de Grand Chenier XPress, un projet d'expansion d'ANR qui achemine directement le gaz vers les installations d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique, a été mise en service en avril 2021. La phase II devrait être mise en service au début de 2022.

Projets visant les marchés de livraison

Nous élaborons activement des projets de remplacement et de modernisation de certaines installations qui permettront aussi de réduire les émissions sur certains tronçons de nos réseaux de gazoducs sur nos principaux marchés de livraison. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité des réseaux et nous permettront aussi d'offrir des services de transport supplémentaires pour répondre à la demande croissante aux termes des contrats à long terme tout en réduisant les émissions d'équivalent en dioxyde de carbone (CO₂eq). Dans la foulée de cette initiative, le projet VR visant Columbia Gas a été approuvé, sous réserve des conditions d'usage et des approbations réglementaires dans le cours normal des activités. Ce projet représente un investissement de quelque 0,7 milliard de dollars US et sa mise en service est prévue au deuxième semestre de 2025. En outre, le projet WR visant ANR a également été approuvé et desservira les marchés dans le Midwest américain. Ce projet, dont le coût en capital prévu est estimé à environ 0,8 milliard de dollars US, devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2025.

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 jusqu'au 31 décembre 2021 pendant que la direction mène des négociations avec la CFE.

Les travaux de construction du gazoduc Villa de Reyes se poursuivent, mais leur achèvement a été retardé en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 et des difficultés entourant l'accès aux terres dans certaines communautés locales. La direction travaille en étroite collaboration avec l'État et les administrations locales pour mener les négociations à terme, obtenir l'accès aux terres et achever la construction. Nous prévoyons une mise en service partielle d'ici la fin de 2021, l'achèvement du reste des travaux de construction de Villa de Reyes étant attendu au premier semestre de 2022.

PIPELINES DE LIQUIDES

Keystone XL

Le 9 juin 2021, après la révocation du permis présidentiel qui visait l'oléoduc Keystone XL le 20 janvier 2021 et après avoir examiné toutes les options qui s'offraient à nous en consultation avec notre partenaire, le gouvernement de l'Alberta, nous avons abandonné le projet d'oléoduc Keystone XL.

Notre participation dans Keystone XL a été soumise à un test de dépréciation au premier trimestre de 2021, de même que nos projets d'investissement connexes, dont le pipeline Heartland, les terminaux TC et le terminal de Keystone à Hardisty. Nous avons déterminé que la valeur comptable de ces actifs n'était plus entièrement recouvrable. Ainsi, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon, de 2,8 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars après les impôts) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, laquelle a été exclue du résultat comparable. La charge de dépréciation d'actifs correspond à l'excédent de la valeur comptable de 3,3 milliards de dollars sur la juste valeur estimative de 0,2 milliard de dollars. Des coûts liés aux activités d'abandon continueront d'être engagés jusqu'en 2022, et les ajustements de la juste valeur estimative et les obligations contractuelles et légales futures seront passés en charges dès qu'ils seront établis tout en étant exclus du résultat comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Keystone XL », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Nous avons comptabilisé une charge de dépréciation d'actifs de 2,2 milliards de dollars après les impôts, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales associées aux activités d'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL, mais une partie importante de ce montant faisait l'objet d'un partage avec le gouvernement de l'Alberta, atténuant ainsi les conséquences financières nettes pour TC Énergie. En juin 2021, les titres de catégorie A émis au gouvernement de l'Alberta totalisant 394 millions de dollars ont été rachetés pour un montant nominal, le solde de 1,0 milliard de dollars (849 millions de dollars US) de la facilité de crédit a été garanti et entièrement payé par le gouvernement de l'Alberta et 91 millions de dollars de titres de catégorie C ont été émis au gouvernement de l'Alberta lui conférant le droit de toucher tout produit futur afférent à la liquidation d'actifs précis du projet Keystone XL. Compte tenu de ces transactions, y compris leur incidence sur l'impôt sur le résultat, les conséquences financières nettes pour la société découlant de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et des projets connexes au 30 septembre 2021 se chiffraient à 1,1 milliard de dollars et sont calculées comme suit :

(en millions de dollars)	30 septembre 2021
Charge de dépréciation d'actifs et autres (après les impôts) ¹	2 194
Titres de catégorie A du gouvernement de l'Alberta rachetés pour un montant nominal ²	(394)
Solde de la facilité de crédit – garanti et payé par le gouvernement de l'Alberta (montant net) ^{2,3}	(737)
Conséquences financières nettes de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL	1 063

1 Se reporter à la note 5, « Keystone XL », de nos états financiers consolidés condensés pour plus de renseignements.

2 Comptabilisés à l'état consolidé condensé des capitaux propres.

3 Déduction faite des impôts sur le bénéfice et des titres de catégorie C émis.

Après la révocation du permis présidentiel, les travaux de construction ont cessé, sauf certaines activités nécessaires aux fins du nettoyage et de la remise en état des sites de travail conformément à notre engagement de protection de la sécurité et de l'environnement et aux exigences réglementaires. Nous continuerons de nous concerter avec les organismes de réglementation, les parties prenantes et les groupes autochtones afin de respecter nos engagements en matière d'environnement et de réglementation et de veiller à ce que la sortie du projet d'oléoduc Keystone XL se fasse en toute sécurité. La majorité des coûts connexes ont été financés par un dernier prélèvement sur la facilité de crédit liée au projet effectué en juin 2021, après quoi la facilité de crédit a été entièrement remboursée par le gouvernement de l'Alberta et résiliée.

Nous continuons de gérer les anciennes contestations du permis présidentiel de 2019 et de l'emprise accordée par le Bureau of Land Management, qui sont toujours en instance à la Cour de district des États-Unis au Montana, en accord avec l'abandon du projet.

Le 2 juillet 2021, TC Énergie a déposé un avis d'intention afin d'instituer une requête en vertu de l'ancien Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») visant à compenser le préjudice financier causé par la révocation du permis présidentiel relatif à l'oléoduc Keystone XL. Nous chercherons à obtenir des dommages-intérêts de plus de 15 milliards de dollars US en raison du manquement du gouvernement des États-Unis à ses obligations en vertu de l'ALENA. Cette requête étant à un stade préliminaire, il est actuellement impossible d'établir à quel moment l'issue sera connue.

Northern Courier

Le 16 septembre 2021, nous avons annoncé la vente de notre participation résiduelle de 15 % dans Northern Courier Pipeline à Astisiy Limited Partnership, qui regroupe Suncor et huit communautés autochtones de la municipalité régionale de Wood Buffalo, pour un produit brut de quelque 30 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles et des approbations réglementaires requises.

Port Neches

Le 8 mars 2021, nous avons conclu une coentreprise avec Motiva Enterprises (« Motiva ») pour construire l'oléoduc Port Neches Link de 152 millions de dollars US qui permettra de raccorder le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches, lequel achemine 630 000 b/j à sa raffinerie de Port Arthur. Ce réseau d'oléoducs communs comprendra aussi des installations visant à raccorder d'autres terminaux de liquides au réseau d'oléoducs Keystone et à d'autres infrastructures en aval, et sa mise en service est prévue au deuxième semestre de 2022.

ÉNERGIE ET STOCKAGE

Convention d'achat d'électricité de Sharp Hills

Le 20 septembre 2021, nous avons conclu une CAE d'une durée de 15 ans visant la totalité de l'électricité produite et les droits sur toutes les caractéristiques environnementales de la centrale éolienne de 297 MW de Sharp Hills, dans l'est de l'Alberta. La centrale éolienne de Sharp Hills devrait entrer en service en 2023, sous réserve des approbations réglementaires et des conditions habituelles.

Arrêt d'exploitation de Bruce Power

Dans le cadre des inspections et des activités d'essai, d'analyse et d'entretien prévues à Bruce Power pendant l'arrêt d'exploitation en cours du réacteur 6 et l'arrêt du réacteur 3 qui a pris fin récemment, des lectures plus élevées que prévu de la concentration d'hydrogène dans les tubes de force ont été détectées. Une évaluation de tous les réacteurs de Bruce Power a permis de conclure que ces lectures étaient limitées à une très petite partie des tubes respectifs et qu'elles n'ont pas eu d'incidence sur la sécurité ni sur l'intégrité des tubes de force. Le 9 octobre 2021, le réacteur 3 a été remis en service après l'approbation par la Commission canadienne de sûreté nucléaire de la demande de redémarrage de Bruce Power à l'issue d'inspections complètes ayant démontré que la sécurité et l'intégrité des tubes de force continuaient de satisfaire aux exigences réglementaires. Bruce Power intégrera des inspections supplémentaires à ses programmes de surveillance normaux pour donner suite aux nouvelles constatations et poursuivra la mise en œuvre d'autres programmes qui visent à établir l'aptitude au service à des concentrations élevées d'hydrogène.

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le programme de RCP du réacteur 6 respecte toujours le calendrier et le budget. La phase d'inspection du programme tire à sa fin et la phase d'installation débutera sous peu. La préparation du programme de RCP du réacteur 3, soit le prochain arrêt d'exploitation prévu aux fins du programme de RCP, se poursuit, et Bruce Power s'attend à soumettre son estimation définitive du coût et de l'échéancier à la SIERE au quatrième trimestre de 2021.

Initiative d'accroissement de la production de Bruce Power

Bruce Power a récemment lancé son projet 2030, qui vise l'atteinte d'une production de pointe de 7 000 MW d'ici 2030 et lui permettra de respecter les objectifs en matière de changements climatiques et de répondre aux besoins futurs en énergie propre. Le projet 2030 portera essentiellement sur l'optimisation des actifs, l'innovation et l'exploitation des nouvelles

technologies pour accroître la production de pointe de Bruce Power; il pourrait comprendre un volet d'intégration avec des installations de stockage et l'exploitation d'autres sources d'énergie.

Projet d'accumulation par pompage en Ontario

Dans le cadre de notre stratégie visant à saisir des occasions de profiter de la transition vers des sources d'énergie qui génèrent moins d'émissions de carbone, nous avons entrepris l'aménagement d'un projet d'accumulation d'électricité par pompage hydraulique de 1 000 MW à Meaford, en Ontario, près des installations de Bruce Power. Quand il sera achevé, ce projet fournira de l'électricité à la province sans produire d'émissions, ce qui devrait se traduire par une réduction de 490 000 tonnes des émissions de gaz à effet de serre et des économies annuelles de plus de 250 millions de dollars sur les factures d'électricité des contribuables de l'Ontario. Le 28 juillet 2021, nous avons conclu une entente avec le ministère de la Défense nationale qui, sous réserve de conditions et d'approbations réglementaires, autorise l'aménagement de ce projet sur la base militaire de Meaford. Nous poursuivons nos discussions avec la Nation ojibwée de Saugeen, d'autres communautés et titulaires de droits autochtones ainsi qu'avec d'autres parties prenantes locales à mesure que ce projet progressera. Celui-ci demeure assujéti à diverses conditions et approbations, notamment l'approbation de notre conseil d'administration.

Demandes d'information visant les énergies renouvelables

Au deuxième trimestre de 2021, dans le cadre d'une demande d'information, nous avons annoncé que nous sommes à la recherche d'éventuels contrats ou occasions d'investissement visant des projets d'énergie éolienne pouvant atteindre 620 MW, des projets d'énergie solaire pouvant atteindre 300 MW et des projets de stockage d'énergie pouvant atteindre 100 MW afin de combler les besoins d'électricité liés à une partie de nos pipelines aux États-Unis. L'équipe de projet évalue actuellement les propositions. Elle a entrepris les négociations et s'attend à conclure les contrats définitifs d'ici la fin de l'année.

AUTRES FAITS NOUVEAUX TOUCHANT LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Réseau carbone de l'Alberta

Le 17 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 qui, lorsqu'il sera construit, pourrait transporter plus de 20 millions de tonnes de CO₂ par année. En mettant à profit les pipelines existants et un tout nouveau carrefour de séquestration, le réseau carbone de l'Alberta (Alberta Carbon Grid ou « ACG ») devrait offrir une plateforme d'infrastructures qui permettra aux entreprises établies en Alberta de gérer leurs émissions et d'apporter une contribution positive à une économie à plus faibles émissions de carbone dans la province. Conçu pour être un réseau librement accessible, l'ACG relierait la région de Fort McMurray, le centre industriel de l'Alberta et la région de Drayton Valley aux principaux lieux de séquestration et points de livraison à l'intérieur de la province.

Décarbonation d'Irving Oil

Le 12 août 2021, 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 gaz à effet de serre et l'ouverture de nouvelles possibilités économiques au Nouveau-Brunswick et dans les provinces de l'Atlantique. Collectivement avec Irving Oil, nous avons cerné une série de projets éventuels à étudier qui sont axés sur la décarbonation des actifs courants et le déploiement 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

Le 7 octobre 2021, nous avons annoncé l'établissement d'un partenariat avec Nikola Corporation pour collaborer à l'aménagement, à la construction, à l'exploitation et à la détention de grandes installations (carrefours) de production d'hydrogène aux États-Unis et au Canada. Nous collaborons activement dans le but de repérer et d'aménager des projets afin d'établir l'infrastructure requise aux fins de la livraison à grande échelle d'hydrogène à faible coût et à faibles émissions de carbone, conformément aux objectifs fondamentaux de chaque société. Les deux parties souhaitent accélérer l'adoption des

véhicules électriques à pile à combustible (fuel cell electric vehicles ou « FCEV ») lourds, sans émissions, dans l'ensemble des secteurs industriels en créant des carrefours à des emplacements clés.

Un objectif clé de cette collaboration est d'établir des carrefours qui produiront 150 tonnes ou plus d'hydrogène chaque jour à proximité des corridors de camionnage très achalandés afin de fournir l'hydrogène dont Nikola prévoit avoir besoin pour alimenter sa flotte de FCEV de classe 8 d'ici cinq ans. Nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage importants pourraient être mis à profit pour réduire le coût et accélérer la livraison de ces carrefours. Nous pourrions notamment explorer l'intégration d'actifs intermédiaires 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.

SIÈGE SOCIAL

Programme de départ volontaire à la retraite

Au milieu de 2021, nous avons offert un programme de départ volontaire à la retraite (« PDVR ») unique aux employés admissibles. Ceux qui participeront au programme prendront leur retraite d'ici le 31 décembre 2021 et recevront un paiement de transition en plus des prestations de retraite existantes. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, nous avons passé en charges un total de 89 millions de dollars avant les impôts, principalement au titre des paiements de transition liés au PDVR, présenté dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Du coût total du programme, une tranche de 71 millions de dollars a été exclue du résultat comparable et une somme de 18 millions de dollars a été incluse dans les produits au titre des coûts qui sont recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires au moyen des coûts transférés.

Départ à la retraite de notre vice-président directeur et chef des finances et nouvelle nomination à ce poste

Le 17 mai 2021, nous avons annoncé que Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, prendra sa retraite de TC Énergie le 1^{er} novembre 2021. M. Marchand a cessé d'occuper le poste de chef des finances le 31 juillet 2021 et Joel Hunter, antérieurement vice-président principal, Marchés des capitaux, a succédé à M. Marchand à titre de vice-président directeur et chef des finances à compter du 1^{er} août 2021.

Acquisition de TC PipeLines, LP

Le 3 mars 2021, nous avons conclu l'acquisition de la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP non détenues en propriété effective par TC Énergie, à la suite de quoi TC PipeLines, LP est devenue une filiale indirecte en propriété exclusive de TC Énergie. À la clôture de la transaction et conformément aux modalités de l'acquisition, les porteurs de parts ordinaires de TC PipeLines, LP ont reçu 0,70 action ordinaire de TC Énergie pour chaque part ordinaire détenue dans le public et en circulation de TC PipeLines, LP, ce qui a donné lieu à l'émission de 38 millions d'actions ordinaires de TC Énergie évaluées à environ 2,1 milliards de dollars, déduction faite des coûts de transaction. Se reporter à note 10, intitulée « Participations sans contrôle », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

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 prorogeons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 septembre 2021, notre actif à court terme s'élevait à 8,7 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 17,0 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 8,3 milliards de dollars, comparativement à 6,8 milliards de dollars au 31 décembre 2020. 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 10,0 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 7,0 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 3,0 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 septembre 2021;
- 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 712	1 783	5 089	5 119
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(227)	(120)	32	187
Fonds provenant de l'exploitation	1 485	1 663	5 121	5 306
Postes particuliers :				
Charge d'impôts exigibles découlant de la charge de dépréciation d'actifs et des coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	—	—	120	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	14	—	35	—
Programme de départ volontaire à la retraite	71	—	71	—
Recouvrement d'impôts exigibles découlant du programme de départ volontaire à la retraite	(14)	—	(14)	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 556	1 663	5 333	5 306

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 71 millions de dollars et de 30 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 par rapport à celles des périodes correspondantes de 2020, en raison principalement de la diminution des fonds provenant de l'exploitation, contrebalancée en partie par le moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et leur ampleur.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

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

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont diminué de 107 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison principalement de la diminution du BAIIA comparable, de la hausse de l'impôt exigible et de la réduction des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, facteurs partiellement neutralisés par les gains réalisés en 2021, en regard des pertes réalisées en 2020, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 27 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 par rapport à ceux de la période correspondante de 2020, en raison principalement de la hausse du résultat comparable, compte tenu des gains réalisés en 2021, en regard des pertes réalisées en 2020, sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US. Cette augmentation a été partiellement annulée par les frais recouvrés en 2020 par suite du parachèvement de la construction du gazoduc Sur de Texas et par la baisse des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2021.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 446)	(2 063)	(4 305)	(6 049)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	—	—	(122)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(241)	(187)	(706)	(498)
	(1 687)	(2 250)	(5 011)	(6 669)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	—	3 407
Prêt à une société liée	(620)	(250)	(840)	(250)
Montants reportés et autres	(66)	(137)	(470)	(359)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 373)	(2 637)	(6 321)	(3 871)

En 2021, 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 2021 par rapport à 2020 reflète la réduction des dépenses visant les projets de Columbia Gas, la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP et, par la suite, la comptabilisation à la valeur de consolidation de Coastal GasLink LP au deuxième trimestre de 2020, ainsi que l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL après la révocation, le 20 janvier 2021, du permis présidentiel, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des dépenses en immobilisations consacrées à ANR.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement en 2020 concernent principalement les dépenses consacrées au projet d'oléoduc Keystone XL avant son reclassement dans les immobilisations corporelles suite à la décision d'investissement finale positive prise en mars 2020.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2021 comparativement à 2020, en raison surtout de l'investissement plus important dans Bruce Power.

Au deuxième trimestre de 2020, nous avons conclu la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars et la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink pour un produit net de 656 millions de dollars.

TC Énergie a établi une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue avec Coastal GasLink LP visant à procurer des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, un montant de 840 millions de dollars a été prélevé sur cette facilité. En octobre 2021, ce montant a été remboursé en entier et d'autres sommes ont été prélevées, de sorte que l'encours de cette facilité se situe à 175 millions de dollars au 29 octobre 2021. Se reporter à note 7, intitulée « Prêts à des sociétés liées », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Billets à payer émis (remboursés), montant net	1 448	338	(1 012)	(2 765)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	47	35	7 798	5 571
Titres d'emprunt à long terme remboursés	—	—	(980)	(2 241)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	495	—
Perte sur le règlement d'instruments financiers	—	—	—	(130)
Rachat d'une participation sans contrôle rachetable	—	—	(633)	—
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	—	524	—	578
Dividendes et distributions versés	(903)	(854)	(2 652)	(2 514)
Actions ordinaires émises	4	3	64	86
Actions privilégiées rachetées	—	—	(500)	—
Coûts de transaction liés à l'acquisition de TC PipeLines, LP	—	—	(15)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	596	46	2 565	(1 415)

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le 12 octobre 2021, TCPL a émis pour 1,25 milliard de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant en octobre 2024 et portant intérêt à un taux fixe de 1,00 % et pour 1,0 milliard de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant en octobre 2031 et portant intérêt à un taux fixe de 2,50 %.

Le 9 juin 2021, TCPL a émis pour 750 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en juin 2024 et portant intérêt à un taux variable, pour 500 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en juin 2031 et portant intérêt à un taux fixe de 2,97 %, et pour 250 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en septembre 2047 et portant intérêt à un taux fixe de 4,33 %.

Le 4 janvier 2021, nous avons établi une facilité de crédit de projet de 4,1 milliards de dollars US afin de soutenir la construction du projet d'oléoduc Keystone XL, qui était entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et sans recours envers nous. Le montant disponible aux termes de cette facilité a par la suite été ramené à 1,6 milliard de dollars US, sur lequel nous avons prélevé 849 millions de dollars US au total, et l'encours a été remboursé intégralement par le gouvernement de l'Alberta en juin 2021. Se reporter à la note 5, intitulée « Keystone XL », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

En décembre 2020, notre filiale Columbia Pipeline Group, Inc. a conclu un emprunt à terme de 4,2 milliards de dollars US, échéant en juin 2022 et portant intérêt à un taux variable. En janvier 2021, un montant de 4,0 milliards de dollars US a été prélevé sur cet emprunt, et le montant total disponible aux termes de la convention de prêt a été réduit en conséquence.

Remboursement / annulation d'emprunts à long terme

En janvier 2021, TCPL a remboursé des débentures d'un montant de 400 millions de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 9,875 %.

En mars 2021, notre filiale TC PipeLines, LP a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 350 millions de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 4,65 %.

Comme il est mentionné précédemment, en juin 2021, le gouvernement de l'Alberta a remboursé l'encours de 849 millions de dollars US (1,0 milliard de dollars) de la facilité de crédit de projet liée à Keystone XL, sans effet sur la trésorerie de la société, et la facilité a ensuite été résiliée. Se reporter à la note 5, intitulée « Keystone XL », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En mars 2021, nous avons émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 500 millions de dollars 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 13 de TC Énergie émises et en circulation le 31 mai 2021, 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.

Rachat d'une participation sans contrôle rachetable

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

DIVIDENDES

Le 4 novembre 2021, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,87 \$ par action, payables le 31 janvier 2022 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2021.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 29 octobre 2021, nous avons 981 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 8 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 4 millions qui pouvaient être exercées.

Le 31 mai 2021, nous avons racheté la totalité des 20 millions d'actions privilégiées de série 13 émises et en circulation à un prix de rachat de 25,00 \$ par action et avons versé le dernier dividende trimestriel de 0,34375 \$ par action privilégiée de série 13 pour la période allant jusqu'au 31 mai 2021 exclusivement, précédemment déclaré le 6 mai 2021.

Le 3 mars 2021, nous avons émis 37 955 093 actions ordinaires de TC Énergie pour acquérir la totalité des parts ordinaires en circulation de TC PipeLines, LP évaluées à environ 2,1 milliards de dollars, déduction faite des coûts de transaction. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour un complément d'information sur l'acquisition.

Le 1^{er} février 2021, 818 876 actions privilégiées de série 5 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 6 et 175 208 actions privilégiées de série 6 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 5.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 29 octobre 2021, nous disposions de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 9,8 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 7,3 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 2,5 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 peut encore être prélevée.

Le 4 mars 2021, notre filiale TC PipeLines, LP a annulé une facilité de crédit renouvelable non garantie de 500 millions de dollars US portant intérêt à un taux variable sur laquelle aucun montant n'était prélevé.

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique intitulée « Risques et instruments financiers ».

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations au 30 septembre 2021 sont essentiellement les mêmes qu'au 31 décembre 2020, reflétant l'incidence nette d'une réduction d'environ 0,9 milliard de dollars par suite de l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL et une augmentation des nouveaux engagements au titre des dépenses en immobilisations, principalement en ce qui concerne les projets d'expansion du réseau de NGTL et de gazoducs aux États-Unis.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2021 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2020 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 assumés par TransCanada 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 2020 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 2020, exception faite de ce qui est indiqué dans les présentes. Se reporter à la rubrique « Fait récents – COVID-19 » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur l'incidence de la COVID-19 sur nos risques financiers.

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 qui comportent des composantes à taux variable sont fondés sur le TIOL en dollars US, dont certains paramètres cesseront d'être publiés à la fin de 2021 et dont le retrait complet est prévu d'ici le milieu de 2023. Nous continuons de surveiller les faits nouveaux et effectuons les modifications de système et d'ordre contractuel qui s'imposent, tout en évaluant l'adoption des taux d'intérêt de référence standard proposés par le marché. Cela consiste notamment à mettre à l'essai des solutions système et à dresser la liste des contrats existants et à les analyser afin de déterminer l'effet de la réforme des taux de référence sur nos états financiers consolidés. Ces changements ne devraient pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

RISQUE DE CHANGE

Puisque la totalité ou la majeure partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, les variations de la monnaie américaine comparativement à la monnaie canadienne peuvent influencer sur notre BAIIA comparable et notre bénéfice net. 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 US. Comme ces soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre bénéfice net. Ce risque est géré au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change.

Couvertures de l'investissement net

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.

Bien qu'une grande part de notre risque de crédit est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières en raison des événements majeurs survenus sur le marché. L'incidence sur nos clients de la pandémie de COVID-19 et des autres perturbations du marché est difficile à prévoir, comme en 2020, mais nous ne prévoyons pas d'incidence défavorable significative sur nos résultats ou nos flux de trésorerie de 2021. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2020 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 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 septembre 2021, 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

Au 30 septembre 2021 et au 31 décembre 2020, le prêt à une société liée de 20,9 milliards de pesos mexicains, ou 1,3 milliard de dollars, inscrit à notre bilan consolidé condensé représentait notre quote-part de 60 % du financement par emprunt à long terme de la coentreprise Sur de Texas. L'état consolidé condensé des résultats reflète les intérêts créditeurs et l'incidence du change liés à ce prêt, lesquels sont entièrement compensés lors de la consolidation, les montants correspondants étant inclus dans notre quote-part de 60 % du bénéfice de Sur de Texas, comme suit :

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	2021	2020	2021	2020	
Intérêts créditeurs ¹	22	25	64	87	Intérêts créditeurs et autres
Intérêts débiteurs ²	(22)	(25)	(64)	(87)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
(Pertes) gains de change ¹	(42)	54	(45)	(223)	Intérêts créditeurs et autres
Gains (pertes) de change ¹	42	(54)	45	223	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.

Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP qui nous a confié, en sous-traitance, la construction et l'exploitation du gazoduc Coastal GasLink. En 2020, 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 850 millions de dollars au 30 septembre 2021, et l'encours de 840 millions de dollars (néant au 31 décembre 2020) était pris en compte dans les autres actifs à court terme au bilan consolidé condensé. En octobre 2021, ce montant a été remboursé en entier et d'autres sommes ont été prélevées, de sorte que l'encours de cette facilité se situe à 175 millions de dollars au 29 octobre 2021.

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 recouvrés 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 remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès d'eux 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 septembre 2021	31 décembre 2020
Autres actifs à court terme	207	235
Autres actifs à long terme	44	41
Créditeurs et autres	(272)	(72)
Autres passifs à long terme	(63)	(59)
	(84)	145

(Pertes) gains non réalisé(e)s et réalisé(e)s 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(43)	(2)	(27)	14
Change	(125)	78	(183)	(24)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	58	68	167	146
Change	37	(11)	195	(62)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture²				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(9)	2	(32)	4
Taux d'intérêt	(6)	(6)	(18)	(10)

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

2 Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2021 et 2020, aucun gain ni aucune perte n'a été inclus dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas.

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 14, 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 septembre 2021, 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 troisième trimestre de 2021 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 2020 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2020, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2020 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2021				2020				2019
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	
Produits	3 240	3 182	3 381	3 297	3 195	3 089	3 418	3 263	
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	779	975	(1 057)	1 124	904	1 281	1 148	1 108	
Résultat comparable	972	1 038	1 108	1 080	893	863	1 109	970	
Données par action									
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,80 \$	1,00 \$	(1,11) \$	1,20 \$	0,96 \$	1,36 \$	1,22 \$	1,18 \$	
Résultat comparable par action ordinaire	0,99 \$	1,06 \$	1,16 \$	1,15 \$	0,95 \$	0,92 \$	1,18 \$	1,03 \$	
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,87 \$	0,87 \$	0,87 \$	0,81 \$	0,81 \$	0,81 \$	0,81 \$	0,75 \$	

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 expéditeurs;
- la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation.

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.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur 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 les gains et les pertes de change non réalisés sur le prêt 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.

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 :

- une charge de dépréciation d'actifs 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;
- des coûts de préservation et autres coûts de 16 millions de dollars, après les impôts, se rapportant principalement à la préservation et à l'entreposage des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL et aux 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.

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, le 20 janvier 2021.

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

- 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;
- une perte additionnelle de 81 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 se rapportant à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

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.

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

- un gain de 408 millions de dollars après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink LP;
- une perte additionnelle de 80 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

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

- une reprise de 281 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est jugée plus probable qu'improbable;
- une perte additionnelle de 77 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2019 sont également exclues :

- une reprise de 195 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;
- une perte additionnelle de 61 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente;
- une charge additionnelle de 19 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.