

## **TC Énergie présente de solides résultats financiers pour le deuxième trimestre La situation financière et l'utilisation des infrastructures énergétiques essentielles restent robustes**

CALGARY (Alberta) – **Le 30 juillet 2020** – Corporation TC Énergie (TSX, NYSE : TRP) (« TC Énergie » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,3 milliard de dollars (1,36 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2020, comparativement à un bénéfice net de 1,1 milliard de dollars (1,21 \$ par action) pour la même période en 2019. Pour le semestre clos le 30 juin 2020, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 2,4 milliards de dollars (2,59 \$ par action), comparativement à un bénéfice net de 2,1 milliards de dollars (2,30 \$ par action) pour la même période en 2019. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2020 s'est chiffré à 863 millions de dollars (0,92 \$ par action ordinaire), comparativement à 924 millions de dollars (1,00 \$ par action ordinaire) en 2019. Pour le semestre clos le 30 juin 2020, le résultat comparable a atteint 2,0 milliards de dollars (2,10 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,9 milliard de dollars (2,07 \$ par action ordinaire) pour la même période en 2019. Le conseil d'administration de TC Énergie a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2020, ce qui correspond à un dividende annualisé de 3,24 \$ par action ordinaire.

« Au premier semestre de 2020, notre portefeuille diversifié d'infrastructures énergétiques essentielles a continué de donner un excellent rendement, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TC Énergie. Je suis fier de voir qu'en cette période absolument sans précédent, nous avons continué à assurer l'approvisionnement en énergie et la progression de projets qui restent d'une importance critique pour l'activité de nos industries et de nos institutions de même que pour la vie quotidienne et les déplacements de millions de Nord-Américains. Déterminés à respecter scrupuleusement nos obligations envers la population, les collectivités, les fournisseurs et les pouvoirs publics, sans retard indu, nous avons exercé nos activités d'une manière sécuritaire et fiable, nous avons préservé les emplois de notre effectif et donné du travail à des milliers de travailleurs de la construction. »

Malgré les difficultés engendrées par la COVID-19, les actifs de TC Énergie ont été très peu touchés. Sauf quelques rares exceptions, les niveaux d'utilisation et de rendement restent conformes aux normales historiques et saisonnières, ce qui confirme le rôle essentiel que jouent ces actifs auprès des consommateurs, des institutions et des commerces nord-américains. Nous tirons environ 95 % de notre BAIIA comparable d'actifs à tarifs réglementés ou de contrats à long terme; par conséquent, nous restons largement à l'abri de la volatilité à court terme associée aux volumes de production et aux prix des marchandises. Les perspectives de la société pour l'exercice 2020 complet restent pratiquement inchangées.

TC Énergie a aussi poursuivi la réalisation de son programme d'investissement de 37 milliards de dollars de projets garantis, qui figure parmi les plus importants du secteur, en procédant à la mise en service de quelque 3,0 milliards de dollars d'actifs au cours du premier semestre de 2020. En outre, la société a accru ses liquidités de plus de 11 milliards de dollars au deuxième trimestre en concluant la vente partielle et le financement du projet de gazoduc Coastal GasLink de même que la cession de ses centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, pour un produit combiné d'environ 4,9 milliards de dollars, en émettant des titres d'emprunt de premier rang de 2,0 milliards de dollars et de 1,25 milliard de dollars américains selon des modalités avantageuses, et en obtenant des facilités de crédit confirmées supplémentaires de 2,0 milliards de dollars américains auprès de son consortium bancaire principal.

« Nos importants flux de trésorerie générés en interne, notre solide situation financière et notre accès aux marchés des capitaux nous permettront d'assurer le financement prudent de notre programme de projets d'investissement garantis d'une manière qui cadre avec le maintien de nos excellentes notes de crédit et l'atteinte des mesures de crédit que nous avons ciblées, conclut M. Girling. Lorsque ce programme sera achevé, environ 98 % du BAIIA comparable consolidé de la société devrait provenir d'actifs à tarifs réglementés ou d'actifs visés par des contrats à long terme. L'avancement fructueux de ces projets et d'autres possibilités de croissance interne qui devraient découler des cinq entreprises en exploitation de la société en Amérique du Nord pourrait assurer une croissance annuelle de 8 % à 10 % du dividende en 2021 et de 5 % à 7 % par la suite. »

### Points saillants

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

- Résultats financiers du deuxième trimestre de 2020
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,3 milliard de dollars (1,36 \$ par action ordinaire)
  - Résultat comparable de 863 millions de dollars (0,92 \$ par action ordinaire)
  - BAIIA comparable de 2,2 milliards de dollars
  - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,6 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,5 milliard de dollars
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2020.
- Mise en service d'installations d'environ 2,9 milliards de dollars pour le réseau de NGTL et de 0,1 milliard de dollars pour le réseau principal au Canada au cours du premier semestre de 2020.
- Conclusion, en avril, d'un règlement sur les besoins en produits négocié pour cinq ans pour le réseau de NGTL.
- Poursuite des travaux de construction du gazoduc Coastal GasLink. De plus, vente d'une participation de 65 % dans le projet et obtention de facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties visant à financer la plus grande partie des coûts de construction, pour un produit net combiné de 2,1 milliards de dollars.
- Annonce de la poursuite du projet Keystone XL, et début des travaux de construction en avril.
- Approbation le 29 juillet du projet de remplacement Elmwood Power/ANR Horsepower, d'un montant de 0,4 milliard de dollars américains, qui vise le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations d'ANR.
- Réalisation de la vente des centrales alimentées au gaz naturel de l'Ontario pour un produit net de 2,8 milliards de dollars, le 29 avril.
- Émission de billets à moyen terme à taux fixe à 7 ans de 2,0 milliards de dollars et de billets de premier rang non garantis à taux fixe à dix ans de 1,25 milliard de dollars américains; obtention de facilités de crédit confirmées supplémentaires de 2,0 milliards de dollars américains en avril.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2020, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 156 millions de dollars (0,15 \$ par action ordinaire) par rapport à la même période en 2019 pour s'établir à 1,3 milliard de dollars (1,36 \$ par action). Les résultats par action reflètent l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») en 2019. Les résultats du deuxième trimestre de 2020 comprennent un gain de 408 millions de dollars après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal Gaslink, de même qu'une perte additionnelle de 80 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues le 29 avril 2020. Les résultats du deuxième trimestre de 2019 comprenaient un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, inscrit relativement à la vente de notre centrale de Coolidge, en mai 2019, une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, et un gain de 6 millions de dollars, après les impôts, découlant de la vente, en mai 2019, de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Ces postes particuliers, ainsi que les gains et les pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable, car nous considérons que les transactions ou les ajustements dont elles découlent ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 juin 2020 a été inférieur de 125 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus faible des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone, l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et la baisse du résultat après la vente, en juillet 2019, d'une participation de 85 % dans Northern Courier;
- le bénéfice moins élevé du secteur Énergie et stockage imputable surtout à la diminution des résultats de Bruce Power occasionnée par l'enlèvement prévu du réacteur 6, le 17 janvier 2020, en prévision du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») et à la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario le 29 avril 2020, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River en 2020;
- le bénéfice moins élevé des gazoducs aux États-Unis imputable essentiellement à la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream en août 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse du résultat fondé sur les tarifs et du traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement et des charges financières relatifs au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles;
- l'augmentation du résultat des gazoducs au Mexique découlant principalement de l'accroissement du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

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.

Le résultat comparable a diminué de 61 millions de dollars (0,08 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la charge d'impôts, principalement par suite de la baisse du bénéfice avant les impôts et de la réduction du taux d'imposition de l'Alberta;
- la baisse des intérêts débiteurs découlant de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant essentiellement à Keystone XL et à Coastal GasLink, déduction faite de l'incidence de la construction achevée de Napanee au premier trimestre de 2020, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'effet des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des projets de prolongement du réseau de NGTL et de la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula à cause de retards continuels de construction, facteurs en partie contrebalancés par l'effet d'un ajustement de taux, au deuxième trimestre de 2019, liés aux projets de croissance de Columbia Gas;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada par suite de la mise en service de nouveaux projets. La charge d'amortissement est recouverte par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 30 juin 2020 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

L'Organisation mondiale de la Santé a annoncé le 11 mars 2020 que le nouveau coronavirus, responsable de la COVID-19, représentait une pandémie mondiale. Des plans de continuité des activités sont en place dans toute notre organisation, et 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. Nos activités sont pour la plupart jugées essentielles au Canada, aux États-Unis et au Mexique, étant donné le rôle important de nos infrastructures dans l'alimentation en énergie des marchés nord-américains. Nous sommes persuadés que nos solides plans de continuité et de reprise des activités des équipes essentielles, notamment celles affectées au contrôle des liquides et du gaz et aux activités commerciales et sur le terrain, continueront d'assurer la livraison sécuritaire et fiable de l'énergie à nos clients. Nous prévoyons que les changements dans les modes de travail et les restrictions imposées par les organismes gouvernementaux et les autorités sanitaires en réaction à la pandémie de COVID-19 auront des répercussions sur certains projets. Nous estimons que dans l'ensemble, ces répercussions ne seront pas significatives, mais reconnaissons qu'à ce stade l'effet global est encore incertain.

Nous tirons environ 95 % de notre BAIIA comparable d'actifs à tarifs réglementés ou de contrats à long terme; par conséquent, nous sommes largement à l'abri de la volatilité à court terme associée aux fluctuations des volumes de production et aux prix des marchandises. Sauf pour ce qui est des activités de maintenance et des facteurs saisonniers normaux, nous n'avons pas observé jusqu'ici de changement marqué dans l'utilisation de nos actifs, sauf en ce qui concerne le réseau d'oléoducs Keystone dont les volumes non liés à des contrats ont légèrement diminué. Jusqu'ici, nous n'avons pas subi non plus de grandes perturbations de notre chaîne d'approvisionnement. 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 de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations en 2020, en grande partie à cause des 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. Nous n'avons pas fini d'évaluer les répercussions du cas de force majeure survenu relativement au réacteur 6 de Bruce Power, dont l'incidence dépendra en définitive de la durée et de l'ampleur de la pandémie et du succès des mesures d'atténuation que nous aurons prises.

En 2020, les marchés des capitaux ont connu des périodes de très grande volatilité, et les liquidités se sont raréfiées. Malgré ces conditions difficiles, nous avons accru nos liquidités de plus de 11 milliards de dollars au deuxième trimestre en accédant aux marchés des capitaux d'emprunt, en concluant des facilités de crédit confirmées complémentaires et en réalisant d'importantes opérations de gestion de portefeuille. Grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et à diverses autres sources de financement auxquelles nous avons accès, nous sommes persuadés d'être en bonne posture pour financer nos obligations.

La pandémie de COVID-19 et les perturbations sans précédent de l'offre et de la demande d'énergie ont frappé de plein fouet certains de nos clients. Le risque lié aux contreparties s'est donc accru, et nous avons resserré notre surveillance des contreparties qui subissent les pressions financières les plus fortes et multiplié les communications avec elles. Cependant, nous ne prévoyons pas de répercussions négatives importantes sur notre résultat ou nos flux de trésorerie en 2020.

L'ampleur de la crise sanitaire actuelle et ses répercussions à long terme sur l'économie mondiale ne sont pas encore connues dans leur entièreté. Jusqu'à présent, son effet se manifeste notamment par une extrême volatilité des marchés financiers et des prix des produits de base, de même que par une réduction marquée de l'activité économique générale, la fermeture prolongée d'entreprises et de graves perturbations de la chaîne d'approvisionnement. La possibilité que la pandémie ait des répercussions encore plus importantes sur les activités et les projets de croissance de la société dépendra de développements, de politiques et de mesures futurs qui sont encore fort incertains.

Voici d'autres faits marquants récents :

#### Gazoducs – Canada :

- **Projet de gazoduc Coastal GasLink** : Le 22 mai 2020, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink à KKR-Keats Pipeline Investors II (Canada) Ltd. (« KKR ») et à une filiale d'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo ») pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 370 millions de dollars avant les impôts (408 millions de dollars après les impôts). Dans le cadre de la transaction, la Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership nous a confié en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc.

Le 28 avril 2020, Coastal GasLink a conclu des facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties d'un montant total de 6,6 milliards de dollars pour financer la plus grande partie des coûts de construction du gazoduc Coastal GasLink. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink a prélevé 1,6 milliard de dollars sur les facilités, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. Les montants prélevés sur ces facilités seront déduits des apports requis des commanditaires pour financer le projet.

Aux termes de la convention d'achat de titres de capitaux propres, nous avons reçu un produit au moment de la clôture qui comprenait le remboursement de 65 % des coûts de projet engagés jusqu'au 22 mai 2020. À compter de cette date, nous avons aussi commencé à comptabiliser des frais gagnés relativement à la construction du gazoduc au titre des services de gestion et d'administration financière que nous fournissons, et à comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation.

Le recours à des partenaires, l'établissement de facilités de financement dédiées au projet, le recouvrement de paiements en trésorerie pendant la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et la rémunération au titre des coûts engagés à ce jour devraient combler l'essentiel de nos besoins de financement jusqu'à l'achèvement du projet.

Nous continuons de collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink, auxquelles nous offrirons la possibilité d'investir dans le projet, avec l'option d'acquérir une participation de 10 % dans le gazoduc selon des modalités semblables à celles qui ont été accordées à KKR et AIMCo.

Les travaux sur le terrain continuent de prendre de l'ampleur pour l'ensemble du projet suite au dégel du printemps; les équipes sont mobilisées de nouveau et elles intègrent les directives de la société sur la gestion de la COVID-19 pour assurer la sécurité des travaux de construction. Les travaux en cours comprennent la construction de routes, de ponts et de logements pour les travailleurs ainsi que le nivellement de l'emprise. La livraison des canalisations se poursuit, plus de 50 % des canalisations requises ayant été livrées au site, et la construction mécanique de la canalisation principale débutera cet été. Une évaluation des coûts et du calendrier de base du projet est en cours; elle vise à intégrer les révisions à la hausse de la portée du projet, les retards dans l'obtention de permis et les effets de la COVID-19.

- **Réseau de NGTL** : Au cours du semestre clos le 30 juin 2020, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 2,9 milliards de dollars.

Dans un rapport daté du 19 février 2020, la REC a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021, et nous attendons la décision du gouverneur. Des nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 344 km (214 milles) et trois postes de compression sont nécessaires pour transporter la production supplémentaire de réception garantie qui commence en avril 2021 et accroître la capacité d'exportation du bassin d'environ 1,1 PJ/j (1,0 Gpi<sup>3</sup>/j).

Le réseau de NGTL a effectué au deuxième trimestre de 2020 une invitation à soumissionner en vue de l'optimisation de la capacité pour s'informer des demandes de report ou d'accélération des contrats en suspens, dans le but d'aider ses clients à optimiser leurs demandes de services de transport et d'adapter ses prolongements aux besoins de croissance de la clientèle. L'analyse des résultats de cette invitation à soumissionner nous a permis

de conclure que tous les prolongements du réseau prévus demeurent nécessaires pour répondre à la demande globale, mais la date de mise en service de certaines installations a été remise à plus tard. De cette façon, une partie des dépenses d'investissement sera reportée de 2020 à 2022 et de 2021 à 2024. L'incidence nette de ces délais de même qu'une augmentation prévue des coûts de projet du programme d'expansion du réseau de NGTL ont été prises en compte dans le tableau des projets garantis figurant dans le rapport de gestion.

Le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL a expiré en décembre 2019. Le 24 avril 2020, le réseau de NGTL a annoncé un règlement sur les besoins en produits négocié avec ses clients et d'autres parties intéressées dont la durée de cinq ans s'échelonne du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2024. Le règlement reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 %; il procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté 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 entre le réseau de NGTL et ses clients. Le règlement comprend également un mécanisme d'examen si les tarifs dépassent un niveau prédéterminé, sans que cela ait une incidence sur le rendement des capitaux propres. Le réseau de NGTL a déposé une demande d'approbation auprès de la REC le 1<sup>er</sup> mai 2020. D'ici à ce que les nouveaux tarifs soient approuvés, le réseau de NGTL est exploité aux termes de tarifs provisoires révisés pour 2020 approuvés par la REC.

#### Gazoducs – États-Unis :

- **Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower** : Le 29 juillet 2020, nous avons approuvé le projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower qui vise le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations le long d'un tronçon très utilisé du réseau de pipelines d'ANR, tout en réduisant les émissions. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité du réseau d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 132 TJ/j (123 Mpi<sup>3</sup>/j) à partir d'une centrale électrique existante près de Joliet (Illinois). Il est prévu que la mise en service du projet combiné aura lieu au deuxième semestre de 2022 et que les coûts estimatifs s'élèveront à 0,4 milliard de dollars américains.
- **Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 de Columbia Gas** : Columbia Gas a l'intention de déposer, au troisième trimestre de 2020, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximum de transport de Columbia Gas qui devrait entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> février 2021, sous réserve de remboursement. Nous travaillerons aussi en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

#### Gazoducs – Mexique :

- **Tula et Villa de Reyes** : Les procédures d'arbitrage de la CFE visant Villa de Reyes et Tula ont débuté en juin 2019, le litige portant sur les paiements de frais fixes de capacité en cas de force majeure. Les procédures d'arbitrage sont suspendues jusqu'au quatrième trimestre de 2020 pendant que la direction mène des négociations avec la CFE.

Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent. La mise en service graduelle du projet qui devait commencer au troisième trimestre de 2020 sera reportée en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 qui ont entravé notre capacité d'obtenir des autorisations de travaux à cause des fermetures de bureaux administratifs. Sous réserve d'une réouverture rapide des organismes gouvernementaux, nous prévoyons achever la construction de Villa de Reyes au premier semestre de 2021.

#### Pipelines de liquides :

- **Keystone XL** : Le 31 mars 2020, nous avons annoncé que nous irons de l'avant avec la construction du projet Keystone XL, ce qui devrait nécessiter un investissement additionnel de quelque 8,0 milliards de dollars américains. Les travaux de construction ont commencé en avril et la mise en service de l'oléoduc est prévue en 2023.

Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a accepté d'investir environ 1,1 milliard de dollars américains à titre de participation dans Keystone XL, ce qui couvre pratiquement tous les coûts de construction prévus jusqu'à la fin de 2020. Le reste de l'investissement de capitaux, soit environ 6,9 milliards de dollars américains, devrait être financé par une facilité de crédit liée au projet de 4,2 milliards de dollars américains entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et par un investissement de la société à hauteur de 2,7 milliards de dollars américains. Nous prévoyons de financer le reste de notre apport à l'aide des flux de trésorerie générés en interne, de titres hybrides et d'actions ordinaires; nous activerons à cet effet notre RRD en 2021 et en 2022. Lorsque les travaux seront achevés et que le projet sera mis en service, nous projetons de racheter du gouvernement de l'Alberta sa participation selon des modalités convenues et de refinancer sur les marchés des capitaux d'emprunt les prélèvements de 4,2 milliards de dollars américains effectués sur notre facilité de crédit.

Keystone XL est visé par de nouvelles ententes de transport de 20 ans qui devraient dégager un BAIIA d'environ 1,3 milliard de dollars américains par année. Sous réserve des modalités des ententes, 50 % de tout écart entre le coût en capital estimé et le coût final du projet Keystone XL seront assujettis à un mécanisme de partage et pris en compte dans les droits d'utilisation de l'oléoduc.

Le 15 avril 2020, la Cour de district des États-Unis au Montana a statué que le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis (le « USACE ») avait enfreint la loi sur les espèces en voie de disparition en délivrant de nouveau, en 2017, le permis national 12 en vertu de la loi intitulée Clean Water Act (le « permis 12 »). La décision du tribunal annule le permis 12 et interdit au USACE de l'utiliser pour autoriser la construction de Keystone XL à travers les terres humides et d'autres étendues d'eau des États-Unis. Cette décision a ultérieurement été limitée à la construction des nouveaux oléoducs et gazoducs. La Cour d'appel du Neuvième District des États-Unis a rejeté des requêtes de sursis à l'égard de cette décision en attendant l'appel et une demande subséquente de sursis à la Cour suprême des États-Unis a été accordée, sauf en ce qui concerne Keystone XL. Keystone XL entend avoir recours à d'autres moyens d'obtenir des permis pour décrocher l'autorisation réglementaire de construire l'oléoduc à travers les terres humides et des étendues d'eau. La société continue par ailleurs de gérer diverses autres questions d'ordre juridique et réglementaire liées au projet.

### Énergie et stockage :

- **Bruce Power – Allongement du cycle de vie** : À la fin de mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure en vertu de son contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (« SIÉRE »). Cet avis de force majeure porte sur le programme de RCP du réacteur 6 et sur certains travaux de gestion d'actifs. Le 11 mai 2020, les travaux ont repris dans le cadre des programmes de RCP du réacteur 6 et de gestion d'actifs et des mesures de prévention supplémentaires ont été mises en place pour assurer la sécurité des travailleurs dans le contexte de la COVID-19. Les activités liées au chemin critique progressent alors que Bruce Power s'affaire à isoler le réacteur 6 des autres réacteurs en prévision du retrait des canaux de combustible vers la fin du troisième trimestre de 2020. L'incidence du cas de force majeure est toujours en cours d'évaluation, et elle dépendra au final de l'ampleur et de la durée de la pandémie. Les activités d'exploitation des autres réacteurs se poursuivent comme en temps normal, les arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ayant été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2020.
- **Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario** : Le 29 avril 2020, nous avons réalisé la vente de nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

## Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires** : Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2020. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 3,24 \$ par action ordinaire.
- **Émission de titres d'emprunt à long terme** : En avril 2020, TransCanada Pipelines Limited a émis pour 2,0 milliards de dollars de billets à moyen terme à sept ans portant intérêt à un taux fixe de 3,80 % par année, ainsi que pour 1,25 milliard de dollars américains de billets de premier rang non garantis à dix ans portant intérêt à un taux fixe de 4,10 % par année.
- **Facilités de crédit supplémentaires** : En avril 2020, nous avons conclu des facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars américains.

## Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 30 juillet 2020 pour discuter de nos résultats financiers du deuxième trimestre de 2020. Russ Girling, président et chef de la direction, et Don Marchand, vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise, et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction, s'entretiendront des résultats financiers du deuxième trimestre de TC Énergie et des faits nouveaux au sein de la société à 9 h (HAR) ou à 11 h (HAE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 1-855-327-6838 au moins 15 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct sur le site Web de TC Énergie, au [www.TCEnergie.com/events](http://www.TCEnergie.com/events) ou à partir de l'URL suivante : <http://www.gowebcasting.com/10739>.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 6 août 2020; il suffira de composer le 1-855-669-9658, ainsi que le code d'accès 4955.

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



## À propos de TC Énergie

Nous jouons un rôle primordial dans la vie quotidienne de millions de personnes qui comptent sur nos services de transport pour assurer leur approvisionnement en énergie durable. Grâce à notre réseau de gazoducs et d'oléoducs sûrs et fiables, doublé de centrales électriques et d'installations de stockage, nous sommes partout. Guidés par nos valeurs fondamentales de sécurité, de responsabilité, de collaboration et d'intégrité, nos plus de 7 300 employés apportent une contribution positive aux collectivités du Canada, des États-Unis et du Mexique où nous exerçons nos activités.

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

## Information prospective

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

## Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, le BAIIA comparable et les fonds provenant de l'exploitation comparables, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Sauf mention contraire, ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TC Énergie le plus récent.

### Renseignements aux médias :

Jaimie Harding / Hejdi Carlsen  
403-920-7859 ou 800-608-7859

### Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta / Hunter Mau  
403-920-7911 ou 800-361-6522

# Rapport trimestriel aux actionnaires

## Deuxième trimestre de 2020

### Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Bénéfice</b>				
Produits	3 089	3 372	6 507	6 859
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 281	1 125	2 429	2 129
par action ordinaire – de base	1,36 \$	1,21 \$	2,59 \$	2,30 \$
– dilué	1,36 \$	1,21 \$	2,58 \$	2,30 \$
BAIIA comparable <sup>1</sup>	2 199	2 324	4 734	4 707
Résultat comparable <sup>1</sup>	863	924	1 972	1 911
par action ordinaire <sup>1</sup>	0,92 \$	1,00 \$	2,10 \$	2,07 \$
<b>Flux de trésorerie</b>				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 613	1 722	3 336	3 671
Fonds provenant de l'exploitation comparables <sup>1</sup>	1 549	1 667	3 643	3 490
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	2 150	1 963	4 419	4 294
<b>Dividendes déclarés</b>				
Par action ordinaire	0,81 \$	0,75 \$	1,62 \$	1,50 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)</b>				
– moyenne pondérée de la période	940	927	940	924
– émises et en circulation à la fin de la période	940	929	940	929

1 Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation comparables sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

2 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Rapport de gestion

Le 29 juillet 2020

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, 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 2019, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2019. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2019. 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 les investisseurs actuels et éventuels 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.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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 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 2019.

## DEUXIÈME TRIMESTRE 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](http://www.sedar.com)).

### MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

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

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

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

### 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 bénéficiaire, des ajustements apportés aux taux d'imposition en vigueur et des provisions pour moins-value;
- 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'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.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

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

### BAlIA comparable et BAlI comparable

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

### Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Résultats consolidés – deuxième trimestre de 2020

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Gazoducs – Canada	682	242	973	511
Gazoducs – États-Unis	625	663	1 463	1 455
Gazoducs – Mexique	151	113	390	229
Pipelines de liquides	306	542	717	1 002
Énergie et stockage	(31)	278	33	326
Siège social	(20)	(15)	281	(34)
<b>Total du bénéfice sectoriel</b>	<b>1 713</b>	<b>1 823</b>	<b>3 857</b>	<b>3 489</b>
Intérêts débiteurs	(561)	(588)	(1 139)	(1 174)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	81	99	163	238
Intérêts créditeurs et autres	203	106	(324)	269
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>1 436</b>	<b>1 440</b>	<b>2 557</b>	<b>2 822</b>
(Charge) recouvrement d'impôts	(52)	(217)	112	(453)
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 384</b>	<b>1 223</b>	<b>2 669</b>	<b>2 369</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(63)	(57)	(159)	(158)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 321</b>	<b>1 166</b>	<b>2 510</b>	<b>2 211</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(41)	(81)	(82)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 281</b>	<b>1 125</b>	<b>2 429</b>	<b>2 129</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire – de base</b>	<b>1,36 \$</b>	<b>1,21 \$</b>	<b>2,59 \$</b>	<b>2,30 \$</b>
<b>– dilué</b>	<b>1,36 \$</b>	<b>1,21 \$</b>	<b>2,58 \$</b>	<b>2,30 \$</b>

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 156 millions de dollars et de 300 millions de dollars (0,15 \$ et 0,29 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. Le bénéfice net par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

Le bénéfice net de toutes les périodes considérées comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques, ainsi que certains autres postes particuliers mentionnés ci-dessous, qui ont été retranchés du résultat comparable.

Les résultats de l'exercice 2020 comprennent les éléments suivants :

- un gain de 408 millions de dollars après les impôts se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal Gaslink;
- 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 en raison de notre décision de poursuivre le projet Keystone XL;
- une perte additionnelle de 80 millions de dollars, après les impôts, comptabilisée au deuxième trimestre de 2020 et se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui ont été vendues le 29 avril 2020. La vente s'est soldée par une perte de 157 millions de dollars, après les impôts, pour le semestre clos le 30 juin 2020. Le cumul de la perte comptabilisée relativement à cette vente en 2019, au moment du classement des centrales dans les actifs destinés à la vente, se chiffrait à 351 millions de dollars, après les impôts.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les résultats de l'exercice 2019 comprenaient les éléments suivants :

- un gain de 54 millions de dollars après les impôts se rapportant à la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés;
- un gain de 6 millions de dollars, après les impôts, et une perte de 6 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Se reporter aux rubriques « Faits récents » et « Siège social » pour un complément d'information sur les éléments susmentionnés.

Ces sommes ont été exclues du résultat comparable, car nous considérons que les transactions ou les ajustements dont elles découlent ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

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



DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 281</b>	1 125	<b>2 429</b>	2 129
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	<b>(408)</b>	—	<b>(408)</b>	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	<b>(281)</b>	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	<b>80</b>	—	<b>157</b>	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	(54)	—	(54)
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	(32)	—	(32)
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	(6)	—	6
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>(90)</b>	(109)	<b>75</b>	(138)
<b>Résultat comparable</b>	<b>863</b>	924	<b>1 972</b>	1 911
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>1,36 \$</b>	1,21 \$	<b>2,59 \$</b>	2,30 \$
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	<b>(0,43)</b>	—	<b>(0,43)</b>	—
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	<b>(0,30)</b>	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	<b>0,09</b>	—	<b>0,17</b>	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	(0,06)	—	(0,06)
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	(0,03)	—	(0,03)
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	(0,01)	—	0,01
Activités de gestion des risques	<b>(0,10)</b>	(0,11)	<b>0,07</b>	(0,15)
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,92 \$</b>	1,00 \$	<b>2,10 \$</b>	2,07 \$

1 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Installations énergétiques au Canada	<b>(2)</b>	1	<b>(1)</b>	—
Installations énergétiques aux États-Unis	—	8	—	(52)
Commercialisation des liquides	<b>(41)</b>	49	<b>7</b>	34
Stockage de gaz naturel	<b>(7)</b>	(2)	<b>(4)</b>	(5)
Change	<b>170</b>	87	<b>(102)</b>	207
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	<b>(30)</b>	(34)	<b>25</b>	(46)
<b>Total des gains non réalisés (pertes non réalisées) découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>90</b>	109	<b>(75)</b>	138

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**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.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>BAIIA comparable</b>				
Gazoducs – Canada	621	528	1 218	1 084
Gazoducs – États-Unis	824	857	1 856	1 829
Gazoducs – Mexique	181	141	450	287
Pipelines de liquides	432	582	877	1 145
Énergie et stockage	135	219	329	370
Siège social	6	(3)	4	(8)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 199</b>	<b>2 324</b>	<b>4 734</b>	<b>4 707</b>
Amortissement	(635)	(621)	(1 265)	(1 229)
Intérêts débiteurs	(561)	(588)	(1 139)	(1 174)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	81	99	163	238
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	7	7	55	36
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(125)	(199)	(336)	(427)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(63)	(57)	(159)	(158)
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(41)	(81)	(82)
<b>Résultat comparable</b>	<b>863</b>	<b>924</b>	<b>1 972</b>	<b>1 911</b>

**BAIIA comparable – comparaison de 2020 et de 2019**

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 juin 2020 a été inférieur de 125 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2019, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus faible des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone, l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et la baisse du résultat après la vente, en juillet 2019, d'une participation de 85 % dans Northern Courier;
- le bénéfice moins élevé du secteur Énergie et stockage imputable surtout à la diminution des résultats de Bruce Power occasionnée par l'enlèvement prévu du réacteur 6, le 17 janvier 2020, en prévision du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») et à la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario le 29 avril 2020, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River en 2020;
- le bénéfice moins élevé des gazoducs aux États-Unis imputable essentiellement à la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse du résultat fondé sur les tarifs et du traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement et des charges financières relatifs au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles;
- l'augmentation du résultat des gazoducs au Mexique découlant principalement de l'accroissement du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Le BAIIA comparable a augmenté de 27 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus faible des pipelines de liquides découlant de la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone, l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et la baisse du résultat après la vente, en juillet 2019, d'une participation de 85 % dans Northern Courier;
- le bénéfice moins élevé du secteur Énergie et stockage imputable surtout à la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020, bien que la centrale Napanee ait dégagé un résultat supplémentaire depuis sa mise en service le 13 mars 2020, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River en 2020. Ces diminutions ont été en partie compensées par l'accroissement des résultats de Bruce Power par suite de la hausse des prix de l'électricité réalisés, déduction faite des pertes sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et de la diminution de la production d'électricité occasionnée par l'enlèvement prévu du réacteur 6, le 17 janvier 2020, en prévision du programme de RCP;
- l'apport accru des gazoducs au Mexique découlant principalement de l'accroissement du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019. Cet élément tient compte des produits de 55 millions de dollars américains correspondant aux frais non récurrents tirés de la coentreprise Sur de Texas par suite du parachèvement de la construction du gazoduc dans le respect des cibles contractuelles;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à l'incidence de la hausse du résultat fondé sur les tarifs et du traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement et des charges financières relatifs au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles, en partie contrebalancée par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau principal au Canada;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines et mexicaines.

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.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**Résultat comparable – comparaison de 2020 et de 2019**

Le résultat comparable a diminué de 61 millions de dollars (0,08 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la charge d'impôts, principalement par suite de la baisse du bénéfice avant les impôts et de la réduction du taux d'imposition de l'Alberta;
- la baisse des intérêts débiteurs découlant de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant essentiellement à Keystone XL et à Coastal GasLink, déduction faite de l'incidence de la construction achevée de Napanee au premier trimestre de 2020, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'effet des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des projets de prolongement du réseau de NGTL et de la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula à cause de retards continuels de construction, facteurs en partie contrebalancés par l'effet d'un ajustement de taux, au deuxième trimestre de 2019, liés aux projets de croissance de Columbia Gas;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, par suite de la mise en service de nouveaux projets. La charge d'amortissement est recouvrée par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés.

Le résultat comparable a augmenté de 61 millions de dollars (0,03 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2020 comparativement à celui de la même période en 2019. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la diminution de la charge d'impôts, principalement par suite de la réduction du taux d'imposition de l'Alberta et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada;
- la baisse des intérêts débiteurs découlant de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant essentiellement à Keystone XL et à Coastal GasLink, ainsi que la diminution des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'effet des émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, attribuable essentiellement aux gains de change non réalisés sur les passifs d'impôts reportés libellés en pesos en raison de l'affaiblissement du peso mexicain en 2020;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des projets de prolongement du réseau de NGTL et des projets de croissance de Columbia Gas et de la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula à cause de retards continuels de construction;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada et aux États-Unis par suite de la mise en service de nouveaux projets. La charge d'amortissement des gazoducs au Canada est recouvrée par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable, et n'a donc pas d'effet important sur le résultat comparable.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2019.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## COVID-19

L'Organisation mondiale de la Santé a annoncé le 11 mars 2020 que le nouveau coronavirus, responsable de la COVID-19, représentait une pandémie mondiale. Des plans de continuité des activités sont en place dans toute notre organisation, et 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. Nos activités sont pour la plupart jugées essentielles au Canada, aux États-Unis et au Mexique, étant donné le rôle important de nos infrastructures dans l'alimentation en énergie des marchés nord-américains. Nous sommes persuadés que nos solides plans de continuité et de reprise des activités des équipes essentielles, notamment celles affectées au contrôle des liquides et du gaz et aux activités commerciales et sur le terrain, continueront d'assurer la livraison sécuritaire et fiable de l'énergie à nos clients. Nous prévoyons que les changements dans les modes de travail et les restrictions imposées par les organismes gouvernementaux et les autorités sanitaires en réaction à la pandémie de COVID-19 auront des répercussions sur certains projets. Nous estimons que dans l'ensemble, ces répercussions ne seront pas significatives, mais reconnaissons qu'à ce stade l'effet global est encore incertain.

Nous tirons environ 95 % de notre BAIIA comparable d'actifs à tarifs réglementés ou de contrats à long terme; par conséquent, nous sommes largement à l'abri de la volatilité à court terme associée aux fluctuations des volumes de production et des prix des marchandises. Sauf pour ce qui est des activités de maintenance et des facteurs saisonniers normaux, nous n'avons pas observé jusqu'ici de changement marqué dans l'utilisation de nos actifs, sauf en ce qui concerne le réseau d'oléoducs Keystone dont les volumes non liés à des contrats ont légèrement diminué. Jusqu'ici, nous n'avons pas subi non plus de grandes perturbations de notre chaîne d'approvisionnement. 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 de nos travaux de construction et une diminution de nos dépenses en immobilisations en 2020, en grande partie à cause des 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. Nous n'avons pas fini d'évaluer les répercussions du cas de force majeure survenu relativement au réacteur 6 de Bruce Power, dont l'incidence dépendra en définitive de la durée et de l'ampleur de la pandémie et du succès des mesures d'atténuation que nous aurons prises.

En 2020, les marchés des capitaux ont connu des périodes de très grande volatilité et les liquidités se sont raréfiées. Malgré ces conditions difficiles, nous avons accru nos liquidités de plus de 11 milliards de dollars au deuxième trimestre en accédant aux marchés des capitaux d'emprunt, en concluant des facilités de crédit confirmées complémentaires et en réalisant d'importantes opérations de gestion de portefeuille. Grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et à diverses autres sources de financement auxquelles nous avons accès, nous sommes persuadés d'être en bonne posture pour financer nos obligations.

La pandémie de COVID-19 et les perturbations sans précédent de l'offre et de la demande d'énergie ont frappé de plein fouet certains de nos clients. Le risque lié aux contreparties s'est donc accru, et nous avons resserré notre surveillance des contreparties qui subissent les pressions financières les plus fortes et multiplié les communications avec elles. Cependant, nous ne prévoyons pas de répercussions négatives importantes sur notre résultat ou nos flux de trésorerie en 2020.

Depuis le début de la pandémie, nous nous sommes efforcés d'en comprendre les répercussions sur les collectivités où nous exerçons nos activités et de répondre aux besoins de celles-ci. Axé sur les besoins primordiaux des membres des collectivités visées, notre soutien a ciblé principalement la sécurité alimentaire et le soutien des premiers répondants. Nos projets d'investissement de plusieurs milliards de dollars se poursuivent; si possible, nous nous efforcerons de privilégier la main-d'œuvre et les fournisseurs locaux, de recourir aux petites entreprises et de créer de l'emploi dans nombre des collectivités qui ont été particulièrement frappées par la crise sanitaire.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

L'ampleur de la crise sanitaire actuelle et ses répercussions à long terme sur l'économie mondiale ne sont pas encore connues dans leur entièreté. Jusqu'à présent, son effet se manifeste notamment par une extrême volatilité des marchés financiers et des prix des produits de base, de même que par une réduction marquée de l'activité économique générale, la fermeture prolongée d'entreprises et de graves perturbations de la chaîne d'approvisionnement. La possibilité que la pandémie ait des répercussions encore plus importantes sur les activités et les projets de croissance de la société dépendra de développements, de politiques et de mesures futurs qui sont encore fort 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 », « Faits récents », « Situation financière » et « Risque et instruments financiers ».

## 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 37 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. Si ce montant est inférieur à celui de 43 milliards de dollars indiqué au premier trimestre de 2020, c'est principalement du fait du passage à la comptabilisation à la valeur de consolidation de notre participation résiduelle de 35 % dans le gazoduc Coastal GasLink après la vente d'une participation de 65 %. D'autres projets en cours d'aménagement, dont le coût se situe à 11 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 les projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur des pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2020, des projets d'immobilisations visant la capacité totalisant environ 3,0 milliards de dollars ont été mis en service, presque tous étant constitués de prolongements du réseau de NGTL. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 0,8 milliard de dollars.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison 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, entre autres facteurs, sans compter les restrictions et incertitudes que représente la COVID-19. Les montants figurant dans les tableaux ci-après ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet <sup>1</sup>	Valeur comptable au 30 juin 2020
<b>Gazoducs – Canada</b>			
Réseau principal au Canada	2020-2023	0,4	0,2
Réseau de NGTL <sup>2</sup>	2020	3,3	3,2
	2021	3,0	0,5
	2022	1,3	0,1
	2023+	2,3	—
Coastal GasLink <sup>3</sup>	2023	0,2	0,1
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	2,0	0,2
<b>Gazoducs – États-Unis</b>			
Columbia Gas			
Modernisation II	2020	1,1 US	0,9 US
Autres investissements dans la capacité	2020-2023	1,8 US	0,3 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	2,1 US	0,4 US
<b>Gazoducs – Mexique</b>			
Villa de Reyes	2021	0,9 US	0,8 US
Tula <sup>4</sup>	—	0,8 US	0,6 US
<b>Pipelines de liquides</b>			
Keystone XL <sup>5</sup>	2023	9,1 US	1,4 US
Autres investissements dans la capacité	2020-2021	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2020-2022	0,1	—
<b>Énergie et stockage</b>			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>6</sup>	2020-2023	2,4	0,9
<b>Autres</b>			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables <sup>7</sup>	2020-2022	0,6	0,1
		<b>31,5</b>	<b>9,7</b>
Incidence du change sur les projets garantis <sup>8</sup>		<b>5,7</b>	<b>1,6</b>
<b>Total des projets garantis</b> (en dollars CA)		<b>37,2</b>	<b>11,3</b>

1 Reflète l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive, au projet Keystone XL et aux actifs détenus par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP, de même que les apports en trésorerie à nos investissements dans des coentreprises.

2 Comprend une somme de 0,5 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de gazoducs Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.

3 Le 22 mai 2020, nous avons vendu une participation de 65 % dans le projet de gazoduc Coastal GasLink et comptabilisons depuis lors à la valeur de consolidation notre participation résiduelle de 35 %. Le projet dispose de facilités de financement à long terme de 6,6 milliards de dollars; par conséquent, le coût estimatif du projet reflète uniquement la quote-part prévue de nos apports en trésorerie à titre de coentrepreneur.

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 Une portion de 5,3 milliards de dollars américains sera financée à l'aide d'apports de capitaux propres et d'un emprunt garanti par le gouvernement de l'Alberta. La valeur comptable du projet Keystone XL tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation de 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis janvier 2018. Une partie de cette valeur comptable est recouvrable, dans certaines conditions, auprès des expéditeurs, ou a été financée par des subventions du gouvernement de l'Alberta.

6 Reflète la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre des coûts du programme de RCP du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2023 conformément au programme de gestion d'actifs.

7 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.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

8 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 30 juin 2020.

### 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 <sup>1</sup>	Valeur comptable au 30 juin 2020
<b>Gazoducs – Canada</b>		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
<b>Gazoducs – États-Unis</b>		
Autres investissements dans la capacité <sup>2</sup>	0,7 US	—
<b>Pipelines de liquides</b>		
Terminaux de Heartland et de TC <sup>3</sup>	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 <sup>3</sup>	0,7	—
Terminal de Keystone à Hardisty <sup>3</sup>	0,3	0,1
<b>Énergie et stockage</b>		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>4</sup>	5,8	0,1
	10,3	0,3
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement <sup>5</sup>	0,3	—
<b>Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)</b>	<b>10,6</b>	<b>0,3</b>

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 ou par l'intermédiaire de TC Pipelines, LP.

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 même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2023.

5 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 30 juin 2020.

## Perspectives

### Résultats comparables consolidés

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard du résultat comparable par action ordinaire pour 2020 restent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2019, après prise en compte de l'incidence nette de l'accroissement des intérêts capitalisés relatifs à Keystone XL, d'une hausse des impôts sur le bénéfice en raison d'un taux d'imposition effectif légèrement supérieur et de la baisse des volumes et des marges de commercialisation de notre secteur Pipelines de liquides.

L'accroissement des intérêts capitalisés relatifs à Keystone XL résulte en grande partie de nouvelles dépenses d'investissement ainsi que de l'inclusion dans le calcul des intérêts capitalisés, par suite de notre décision de poursuivre la construction de l'oléoduc, de coûts en capital précédemment dépréciés. Ces coûts n'ont pas été recapitalisés, mais sont inclus dans notre calcul des intérêts capitalisés, conformément aux PCGR.

Nous ne prévoyons pas que la COVID-19 aura un effet significatif sur nos résultats comparables de 2020.



## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**Dépenses d'investissement consolidées**

Le total de nos dépenses d'investissement pour 2020 devrait s'établir à environ 10 milliards de dollars, selon les projections actuelles. Ce montant sera consacré aux projets de croissance, à des investissements de maintien et à des apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Cette augmentation par rapport aux perspectives indiquées dans notre rapport annuel de 2019 s'explique principalement par l'accroissement des dépenses consacrées à Keystone XL en 2020, dont la plus grande partie sera financée par les subventions sous forme de capitaux propres du gouvernement de l'Alberta pour ce projet. Nous ne pensons pas que les perturbations découlant de la pandémie de COVID-19 auront un effet considérable sur nos perspectives en matière de dépenses d'investissement, mais nous reconnaissons néanmoins que les répercussions finales de la pandémie restent pour l'heure incertaines.

**Gazoducs – Canada**

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Réseau de NGTL	369	268	713	560
Réseau principal au Canada	223	233	448	470
Autres gazoducs au Canada <sup>1</sup>	29	27	57	54
<b>BAIIA comparable</b>	<b>621</b>	528	<b>1 218</b>	1 084
Amortissement	(309)	(286)	(615)	(573)
<b>BAII comparable</b>	<b>312</b>	242	<b>603</b>	511
Poste particulier :				
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	370	—	370	—
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>682</b>	242	<b>973</b>	511

<sup>1</sup> Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP, de la portion canadienne de Great Lakes et de notre investissement dans TQM, les 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 440 millions de dollars et de 462 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. Il comprend un gain de 370 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisé au deuxième trimestre de 2020 et lié à la vente d'une participation de 65 % dans le projet de gazoduc Coastal GasLink, somme qui a été exclue du calcul du BAII 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 également une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE**

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Bénéfice net</b>				
Réseau de NGTL	139	118	274	231
Réseau principal au Canada	39	42	78	86
<b>Base d'investissement moyenne</b>				
Réseau de NGTL			13 675	11 376
Réseau principal au Canada			3 635	3 666

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 21 millions de dollars et de 43 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. Cette progression en 2020 s'explique essentiellement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Bien que le réseau de NGTL ait été exploité aux termes de tarifs provisoires en 2020, ses résultats reflètent un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Les résultats de 2019 reflétaient le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019, arrivé à échéance le 31 décembre 2019, qui prévoyait aussi un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, en plus d'un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 3 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes de 2019, ce qui s'explique en grande partie par la baisse des revenus incitatifs.

**BAIIA COMPARABLE**

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a augmenté de 93 millions de dollars et de 134 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2019. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat fondé sur les tarifs ainsi que le traitement à titre de coûts transférables de l'amortissement et des charges financières relatifs au réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations additionnelles;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau principal au Canada et la diminution des revenus incitatifs;
- les frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

**AMORTISSEMENT**

L'amortissement a augmenté de 23 millions de dollars et de 42 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, principalement en raison de la mise en service d'installations du programme d'expansion du réseau de NGTL.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Gazoducs – États-Unis

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

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Columbia Gas	288	307	660	615
ANR	114	113	261	266
TC PipeLines, LP <sup>1,2</sup>	26	26	60	62
Columbia Gulf	47	49	97	84
Great Lakes <sup>3</sup>	17	17	47	47
Autres gazoducs aux États-Unis <sup>4</sup>	22	50	50	106
Participations sans contrôle <sup>5</sup>	81	79	186	191
<b>BAIIA comparable</b>	<b>595</b>	<b>641</b>	<b>1 361</b>	<b>1 371</b>
Amortissement	(144)	(145)	(288)	(280)
<b>BAI comparable</b>	<b>451</b>	<b>496</b>	<b>1 073</b>	<b>1 091</b>
Incidence du change	174	167	390	364
<b>BAI comparable et bénéfice sectoriel</b> (en dollars CA)	<b>625</b>	<b>663</b>	<b>1 463</b>	<b>1 455</b>

1 Tient compte de notre quote-part du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans huit gazoducs, de même que des frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP.

2 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, soit le même pourcentage qu'aux périodes correspondantes de 2019.

3 Représente notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.

4 Comprend les résultats de notre participation effective dans Crossroads, Millennium et Hardy Storage et de certains actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente, en août 2019, 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.

5 Représente les résultats attribuables à la portion de TC PipeLines, LP, qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 38 millions de dollars et progressé de 8 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. Le raffermissement du dollar américain en 2020 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens par rapport à la période correspondante de 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 a diminué de 46 millions de dollars américains et de 10 millions de dollars américains par rapport aux mêmes périodes en 2019, respectivement, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- la baisse du résultat découlant de la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'augmentation des coûts d'exploitation de Columbia Gas;
- les résultats supplémentaires tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service.

**AMORTISSEMENT**

L'amortissement a diminué de 1 million de dollars américains pour le trimestre clos le 30 juin 2020 et augmenté de 8 millions de dollars américains pour le semestre clos à la même date, comparativement aux mêmes périodes en 2019. L'augmentation de 8 millions de dollars américains pour le semestre est attribuable principalement aux nouveaux projets mis en service et a été en partie contrebalancée par la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Gazoducs – Mexique

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

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Topolobampo	40	40	80	80
Tamazunchale	30	31	60	62
Mazatlán	17	17	35	35
Guadalajara	15	16	31	32
Sur de Texas <sup>1</sup>	28	3	122	8
<b>BAIIA comparable</b>	<b>130</b>	107	<b>328</b>	217
Amortissement	(22)	(21)	(44)	(44)
<b>BAI comparable</b>	<b>108</b>	86	<b>284</b>	173
Incidence du change	43	27	106	56
<b>BAI comparable et bénéfice sectoriel</b> (en dollars CA)	<b>151</b>	113	<b>390</b>	229

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 BAI comparable et le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique ont augmenté de 38 millions de dollars et de 161 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019. En plus des hausses nettes du BAIIA comparable susmentionné, le raffermissement du dollar américain en 2020 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens par rapport aux périodes correspondantes de 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 a progressé de 23 millions de dollars américains et de 111 millions de dollars américains, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2019, essentiellement grâce à l'augmentation du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, qui comprend les éléments suivants :

- la quote-part accrue du bénéfice de Sur de Texas découlant du début des services de transport, en septembre 2019, ainsi qu'une baisse des intérêts débiteurs attribuable à l'affaiblissement marqué du peso mexicain;
- les produits de 55 millions de dollars américains correspondant aux frais non récurrents tirés de la coentreprise Sur de Texas parce que les travaux de construction du gazoduc ont respecté les cibles contractuelles, de même que les frais gagnés relativement à l'exploitation du pipeline.

Avant la mise en service du gazoduc, notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas reflétait principalement la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, déduction faite de notre quote-part des intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés. Les prêts intersociétés restent en cours, et notre quote-part des intérêts débiteurs de Sur de Texas reste entièrement compensée par des intérêts créditeurs correspondants inscrits dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

**AMORTISSEMENT**

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 est resté sensiblement le même que celui des périodes correspondantes de 2019.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Pipelines de liquides

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Réseau d'oléoducs Keystone	380	444	768	868
Pipelines en Alberta <sup>1</sup>	23	41	47	80
Commercialisation des liquides et autres	29	97	62	197
<b>BAIIA comparable</b>	<b>432</b>	<b>582</b>	<b>877</b>	<b>1 145</b>
Amortissement	(85)	(89)	(167)	(177)
<b>BAII comparable</b>	<b>347</b>	<b>493</b>	<b>710</b>	<b>968</b>
Poste particulier :				
Activités de gestion des risques	(41)	49	7	34
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>306</b>	<b>542</b>	<b>717</b>	<b>1 002</b>

### BAII comparable libellé comme suit :

Dollars CA	89	95	173	184
Dollars US	186	298	393	588
Incidence du change	72	100	144	196
<b>BAII comparable</b>	<b>347</b>	<b>493</b>	<b>710</b>	<b>968</b>

1 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids, White Spruce et Northern Courier. En juillet 2019, nous avons vendu une participation de 85 % dans Northern Courier; depuis la vente, nous comptabilisons à la valeur de consolidation notre participation résiduelle de 15 %.

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a fléchi de 236 millions de dollars et de 285 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019; il comprend les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable. La diminution nette du BAIIA comparable susmentionnée a été en partie compensée par un dollar américain plus fort en 2020, dont le raffermissement a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent en dollars canadiens par rapport aux périodes correspondantes de 2019.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 150 millions de dollars et de 268 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2019. Cette diminution est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport moins élevé des activités de commercialisation des liquides du fait du rétrécissement des marges;
- la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019.

### AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 4 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, ce qui s'explique principalement par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Énergie et stockage

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Installations énergétiques du Canada <sup>1,2</sup>	55	90	125	167
Bruce Power <sup>1</sup>	80	125	199	185
Installations de stockage de gaz naturel et autres	—	4	5	18
<b>BAIIA comparable</b>	<b>135</b>	<b>219</b>	<b>329</b>	<b>370</b>
Amortissement	(12)	(24)	(30)	(47)
<b>BAII comparable</b>	<b>123</b>	<b>195</b>	<b>299</b>	<b>323</b>
Postes particuliers :				
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	(145)	—	(261)	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	68	—	68
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	8	—	(8)
Activités de gestion des risques	(9)	7	(5)	(57)
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>(31)</b>	<b>278</b>	<b>33</b>	<b>326</b>

1 Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Bruce Power, ainsi que de notre investissement dans Portlands Energy Centre jusqu'à sa vente, le 29 avril 2020.

2 Les installations énergétiques du Canada comprennent la centrale électrique de Coolidge jusqu'à sa vente, en mai 2019.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a diminué de 309 millions de dollars et de 293 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, et il tenait compte des postes particuliers suivants, exclus du BAII comparable :

- une perte additionnelle de 145 millions de dollars et de 261 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisée au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, relativement à la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet;
- un gain de 68 millions de dollars, avant les impôts, inscrit pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 relativement à la vente de notre centrale de Coolidge, en mai 2019;
- un gain de 8 millions de dollars et une perte de 8 millions de dollars, avant les impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, respectivement, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, dont les derniers ont été vendus en mai 2019;
- les pertes et les gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a diminué de 84 millions de dollars et de 41 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'enlèvement prévu du réacteur 6 de Bruce Power, le 17 janvier 2020, en vue du programme de RCP le concernant. Le résultat inscrit par Bruce Power pour le semestre clos le 30 juin 2020 a été supérieur par suite essentiellement de la hausse des prix de l'électricité réalisés, en partie annulée par les pertes 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;

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

- la diminution du résultat des installations de production énergétique au Canada, en grande partie par suite de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario menée à terme le 29 avril 2020, bien que la centrale Napanee ait dégagé un résultat supplémentaire depuis sa mise en service le 13 mars 2020, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et d'une mise à l'arrêt de la centrale de cogénération de Mackay River en 2020;
- la diminution du résultat des activités de stockage de gaz naturel et d'autres résultats, imputable principalement à l'intensification des activités d'expansion.

**AMORTISSEMENT**

L'amortissement a diminué de 12 millions de dollars et de 17 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2019, ce qui s'explique essentiellement par la cessation de l'amortissement de notre centrale de Halton Hills en juillet 2019 par suite du classement de celle-ci dans les actifs destinés à la vente.

**BRUCE POWER**

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAIL comparables :</b>				
Produits <sup>1</sup>	371	424	838	785
Charges d'exploitation	(211)	(216)	(447)	(443)
Amortissement et autres	(80)	(83)	(192)	(157)
<b>BAIIA comparable et BAIL comparable<sup>2</sup></b>	<b>80</b>	<b>125</b>	<b>199</b>	<b>185</b>
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales <sup>3,4</sup>	79 %	78 %	86 %	79 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus <sup>4</sup>	123	105	169	246
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	6	47	12	54
Volumes des ventes (en GWh) <sup>2</sup>	4 716	5 236	10 308	10 496
Prix de l'électricité réalisé par MWh <sup>5</sup>	80 \$	79 \$	81 \$	74 \$

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

2 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,4 % en 2019) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée et la production du réacteur 6 jusqu'au 17 janvier 2020, date du début du programme de RCP le concernant.

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 le 17 janvier 2020. Les travaux d'entretien prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ont été achevés au deuxième trimestre, et ceux du réacteur 8 devraient être réalisés au second semestre de 2020. La capacité moyenne globale disponible pour 2020 devrait se situer dans le bas de la fourchette de 80 % à 90 %, exclusion faite du RCP du réacteur 6.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Siège social

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>BAIIA comparable et BAII comparable</b>	<b>6</b>	(3)	<b>4</b>	(8)
Poste particulier :				
(Perte) gain de change – prêt intersociétés <sup>1</sup>	<b>(26)</b>	(12)	<b>277</b>	(26)
<b>(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel</b>	<b>(20)</b>	(15)	<b>281</b>	(34)

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

La perte sectorielle du siège social s'est creusée de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2020 tandis que le bénéfice sectoriel, lui, a augmenté de 315 millions de dollars pour le semestre clos à la même date, comparativement aux périodes correspondantes de 2019.

La perte sectorielle (le bénéfice sectoriel) comprend la perte et le gain de change sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs. Ces montants sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et exclus de notre calcul du BAIIA et du BAII comparables, car ils sont entièrement compensés par un gain et une perte de change correspondants, liés aux prêts intersociétés, comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres.

Le BAIIA comparable a augmenté de 9 millions de dollars et de 12 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2019; cette augmentation est attribuable principalement à un ajustement apporté à l'impôt sur le capital aux États-Unis comptabilisé au deuxième trimestre de 2020.

## AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

## Intérêts débiteurs

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur</b>				
Libellés en dollars CA	<b>(176)</b>	(148)	<b>(333)</b>	(288)
Libellés en dollars US	<b>(331)</b>	(328)	<b>(663)</b>	(659)
Incidence du change	<b>(127)</b>	(111)	<b>(242)</b>	(220)
	<b>(634)</b>	(587)	<b>(1 238)</b>	(1 167)
Intérêts divers et charge d'amortissement	<b>(14)</b>	(45)	<b>(52)</b>	(88)
Intérêts capitalisés	<b>87</b>	44	<b>151</b>	81
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(561)</b>	(588)	<b>(1 139)</b>	(1 174)



## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les intérêts débiteurs ont diminué de 27 millions de dollars et de 35 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 comparativement aux mêmes périodes en 2019, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant principalement à Keystone XL, ainsi qu'à Coastal GasLink, avant le passage à la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation après la vente d'une participation de 65 % dans le projet en mai 2020; cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des intérêts capitalisés après l'achèvement de la construction de la centrale de Napanee, au premier trimestre de 2020. L'augmentation relative à Keystone XL résulte en grande partie de dépenses d'investissement supplémentaires consenties ainsi que de l'inclusion dans le calcul des intérêts capitalisés, par suite de notre décision de poursuivre la construction de l'oléoduc, de coûts en capital précédemment dépréciés. Ces coûts n'ont pas été recapitalisés, mais sont inclus dans notre calcul des intérêts capitalisés, conformément aux PCGR;
- la baisse des taux d'intérêt sur des emprunts à court terme moins élevés;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Libellée en dollars CA	23	51	60	94
Libellée en dollars US	42	36	75	108
Incidence du change	16	12	28	36
<b>Provision pour les fonds utilisés pendant la construction</b>	<b>81</b>	<b>99</b>	<b>163</b>	<b>238</b>

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 18 millions de dollars et de 75 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 par rapport à celle des mêmes périodes de 2019. La baisse de la provision libellée en dollars canadiens s'explique en grande partie par la mise en service des projets de croissance du réseau NGTL en 2020. La hausse de la provision libellée en dollars américains pour le trimestre clos le 30 juin 2020 découle principalement de l'effet d'un ajustement de taux appliqué aux projets de croissance de Columbia Gas au deuxième trimestre de 2019. Enfin, la baisse de la provision libellée en dollars américains pour le semestre clos le 30 juin 2020 s'explique surtout par la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas en 2019 et la suspension de la comptabilisation de cette provision relativement au projet Tula, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, à cause de retards continus de construction. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

## Intérêts créditeurs et autres

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>55</b>	<b>36</b>
Postes particuliers :				
Gain (perte) de change – prêt intersociétés	26	12	(277)	26
Activités de gestion des risques	170	87	(102)	207
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>203</b>	<b>106</b>	<b>(324)</b>	<b>269</b>

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 97 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2020, comparativement à la même période en 2019, en raison principalement de gains non réalisés plus élevés en 2020 qu'en 2019 sur les activités de gestion des risques par suite d'un affaiblissement marqué du dollar américain au cours du deuxième trimestre de 2020 par rapport à celui de 2019. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable.

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 593 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2020, comparativement à la même période en 2019, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- une perte de change comptabilisée en 2020 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre un gain de change en 2019. Notre quote-part du gain de change sur la coentreprise correspondant est comptabilisée dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social, de sorte que l'incidence sur le bénéfice net est nulle. Les gains et les pertes de change compensatoires sont exclus du résultat comparable;
- des pertes non réalisées comptabilisées en 2020 au titre des activités de gestion des risques, alors qu'en 2019, des gains non réalisés avaient été comptabilisés à ce titre; ces écarts de change reflètent essentiellement le raffermissement et l'affaiblissement du dollar américain en 2020 et en 2019, respectivement. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable;
- des gains de change non réalisés se rapportant surtout à des passifs d'impôts reportés libellés en pesos et faisant suite à l'affaiblissement du peso mexicain en 2020.

## Charge d'impôts

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable</b>	<b>(125)</b>	(199)	<b>(336)</b>	(427)
Postes particuliers :				
Reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts	—	—	<b>281</b>	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario	<b>65</b>	—	<b>104</b>	—
Gain sur la vente partielle du gazoduc Coastal GasLink	<b>38</b>	—	<b>38</b>	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	32	—	32
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	(14)	—	(14)
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	(2)	—	2
Activités de gestion des risques	<b>(30)</b>	(34)	<b>25</b>	(46)
<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>(52)</b>	(217)	<b>112</b>	(453)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 74 millions de dollars et de 91 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 comparativement aux mêmes périodes en 2019. La baisse observée pour le trimestre clos le 30 juin 2020 résulte essentiellement de la réduction du résultat avant les impôts et de l'abaissement du taux d'imposition de l'Alberta. Celle observée pour le semestre clos à la même date découle principalement de la réduction du taux d'imposition de l'Alberta et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Outre l'incidence fiscale des postes particuliers mentionnés pour les secteurs Gazoducs – Canada, Pipelines de liquides, Énergie et stockage et Siège social, (la charge) le recouvrement d'impôts pour le semestre clos le 30 juin 2020 et la période correspondante de 2019 comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul de la charge d'impôts comprise dans le résultat comparable :

- au premier trimestre de 2020, une reprise de 281 millions de dollars sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts a été comptabilisée après notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est jugée plus probable qu'improbable en raison de notre décision de poursuivre le projet Keystone XL;
- au deuxième trimestre de 2019, un recouvrement d'impôts de 32 millions de dollars sur les soldes d'impôts reportés attribuables à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la CATR et découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta entrée en vigueur en juin 2019.

Le 29 juin 2020, le gouvernement de l'Alberta a proposé d'accélérer la réduction de son taux d'imposition des sociétés et de le faire passer à 8 % dès le 1<sup>er</sup> juillet 2020. La modification proposée n'a pas été adoptée. Nous ne nous attendons à ce que la promulgation de cette modification ait une incidence significative sur nos états financiers.

### Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle</b>	<b>(63)</b>	(57)	<b>(159)</b>	(158)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 6 millions de dollars et de 1 million de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, comparativement aux mêmes périodes en 2019, principalement en raison de la baisse du résultat de TC PipeLines, LP.

### Dividendes sur les actions privilégiées

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(40)</b>	(41)	<b>(81)</b>	(82)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Faits récents

### GAZODUCS – CANADA

#### Projet de gazoduc Coastal GasLink

Le 22 mai 2020, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink à KKR-Keats Pipeline Investors II (Canada) Ltd. (« KKR ») et à une filiale d'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo ») pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 370 millions de dollars avant les impôts (408 millions de dollars après les impôts). Le gain après les impôts comprend le gain sur la vente, l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés et la réévaluation à la juste valeur de notre participation conservée de 35 %, y compris un instrument dérivé servant à couvrir le risque lié aux taux d'intérêt des facilités de crédit conclues pour financer la construction du gazoduc Coastal GasLink. Dans le cadre de la transaction, Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership nous a confié en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc.

Le 28 avril 2020, Coastal GasLink a conclu des facilités de crédit de financement de projet à long terme garanties d'un montant total de 6,6 milliards de dollars pour financer la plus grande partie des coûts de construction du gazoduc Coastal GasLink. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink a prélevé 1,6 milliard de dollars sur les facilités, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. Les montants prélevés sur ces facilités seront déduits des apports requis des commanditaires pour financer le projet.

Aux termes de la convention d'achat de titres de capitaux propres, nous avons reçu un produit au moment de la clôture qui comprenait le remboursement de 65 % des coûts de projet engagés jusqu'au 22 mai 2020. À compter de cette date, nous avons aussi commencé à comptabiliser des frais gagnés relativement à la construction du gazoduc au titre des services de gestion et d'administration financière que nous fournissons, et à comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation.

Le recours à des partenaires, l'établissement de facilités de financement dédiées au projet, le recouvrement de paiements en trésorerie pendant la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et la rémunération au titre des coûts engagés à ce jour devraient combler l'essentiel de nos besoins de financement jusqu'à l'achèvement du projet.

Nous continuons de collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink, auxquelles nous offrons la possibilité d'investir dans le projet, avec l'option d'acquérir une participation de 10 % dans le gazoduc selon des modalités semblables à celles qui ont été accordées à KKR et AIMCo.

En décembre 2019, la Cour suprême de la Colombie-Britannique nous a accordé une injonction interlocutoire interdisant aux manifestants de bloquer le projet et validant le droit juridique de Coastal GasLink d'accéder aux zones nécessaires pour poursuivre jusqu'à leur achèvement les travaux autorisés et permis. Plusieurs barricades avaient été par la suite érigées et gênaient l'accès à notre tracé le long du gazoduc. Après l'échec des premières négociations entre la province de Colombie-Britannique et un certain nombre de chefs héréditaires Wet'suwet'en, les barricades ont été enlevées avec l'aide de la police. Depuis lors, les travaux de construction dans la région se poursuivent.

Après la mise en application de l'injonction, les négociations entre les chefs héréditaires Wet'suwet'en et les gouvernements provincial et fédéral ont commencé et abouti à un protocole d'entente (« PE ») entre les parties sur les questions concernant les droits et le titre de propriété des autochtones. Les parties au PE négocient actuellement les questions énoncées dans le PE, y compris la future structure de gouvernance des Wet'suwet'en.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Les travaux sur le terrain continuent de prendre de l'ampleur pour l'ensemble du projet suite au dégel du printemps; les équipes sont mobilisées de nouveau et elles intègrent les directives de la société sur la gestion de la COVID-19 pour assurer la sécurité des travaux de construction. Les travaux en cours comprennent la construction de routes, de ponts et de logements pour les travailleurs ainsi que le nivellement de l'emprise. La livraison des canalisations se poursuit, plus de 50 % des canalisations requises ayant été livrées au site, et la construction mécanique de la canalisation principale débutera cet été. Une évaluation des coûts et du calendrier de base du projet est en cours; elle vise à intégrer les révisions à la hausse de la portée du projet, les retards dans l'obtention de permis et les effets de la COVID-19.

Au 30 juin 2020, Coastal GasLink Limited Partnership avait engagé des coûts de projet de 2,4 milliards de dollars.

### Réseau de NGTL

Au cours du semestre clos le 30 juin 2020, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 2,9 milliards de dollars.

### Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021

Dans un rapport daté du 19 février 2020, la REC a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021, et nous attendons la décision du gouverneur. Des nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 344 km (214 milles) et trois postes de compression sont nécessaires pour transporter la production supplémentaire de réception garantie qui commence en avril 2021 et accroître la capacité d'exportation du bassin d'environ 1,1 PJ/j (1,0 Gpi<sup>3</sup>/j).

Le réseau de NGTL a effectué au deuxième trimestre de 2020 une invitation à soumissionner en vue de l'optimisation de la capacité pour s'informer des demandes de report ou d'accélération des contrats en suspens, dans le but d'aider ses clients à optimiser leurs demandes de services de transport et d'adapter ses prolongements aux besoins de croissance de la clientèle. L'analyse des résultats de cette invitation à soumissionner nous a permis de conclure que tous les prolongements du réseau prévus demeurent nécessaires pour répondre à la demande globale, mais la date de mise en service de certaines installations a été remise à plus tard. De cette façon, une partie des dépenses d'investissement sera reportée de 2020 à 2022 et de 2021 à 2024. L'incidence nette de ces délais de même qu'une augmentation prévue des coûts de projet du programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 ont été prises en compte dans le tableau des projets garantis figurant dans le présent rapport de gestion.

### North Montney

Le projet North Montney se compose de nouvelles canalisations d'une longueur d'environ 206 km (128 milles) ainsi que de trois postes de compression et de 13 postes de comptage. Le 31 janvier 2020, le tronçon Aitken Creek du projet North Montney d'une valeur de 1,1 milliard de dollars a été mis en service. Le dernier tronçon du pipeline, Kahta South, a été mis en service le 1<sup>er</sup> mai 2020. Tous les postes de compression, l'installation de tous les tronçons du pipeline et 11 des 13 postes de comptage sont terminés et ont été mis en service; les deux derniers postes de comptage sont prévus pour 2021.

### Barème tarifaire du réseau de NGTL

En mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'ONÉ. La demande portait sur le barème tarifaire, les modalités de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification concernant la canalisation principale North Montney. La REC a tenu une audience publique au quatrième trimestre de 2019 et rendu sa décision le 25 mars 2020, approuvant tous les éléments de la demande comme elle avait été déposée.

### Règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL

Le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL a expiré en décembre 2019. Le 24 avril 2020, le réseau de NGTL a annoncé un règlement sur les besoins en produits négocié avec ses clients et d'autres parties intéressées dont la durée de cinq ans s'échelonne du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2024. Le règlement reconduit le taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 %; il

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil projeté 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 entre le réseau de NGTL et ses clients. Le règlement comprend également un mécanisme d'examen si les tarifs dépassent un niveau prédéterminé, sans que cela ait une incidence sur le rendement des capitaux propres. Le réseau de NGTL a déposé une demande d'approbation auprès de la REC le 1<sup>er</sup> mai 2020. D'ici à ce que les nouveaux tarifs soient approuvés, le réseau de NGTL est exploité aux termes des tarifs provisoires révisés pour 2020 approuvés par la REC.

### Réseau principal au Canada

Au cours du semestre clos le 30 juin 2020, le réseau principal au Canada a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,1 milliard de dollars.

Le 17 avril 2020, la REC a approuvé un règlement de six ans négocié à l'unanimité entre le réseau principal au Canada, ses clients et d'autres parties prenantes. Le règlement, dont la prise d'effet était le 1<sup>er</sup> janvier 2020, établit un taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions réputé de 40 % et prévoit un incitatif pour l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour l'exploitant.

## GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

### Projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower

Le 29 juillet 2020, nous avons approuvé le projet de remplacement Elwood Power/ANR Horsepower qui vise le remplacement, la mise à niveau et la modernisation de certaines installations le long d'un tronçon très utilisé du réseau de pipelines d'ANR, tout en réduisant les émissions. Les installations améliorées rehausseront la fiabilité du réseau d'ANR et permettront aussi l'offre de services de transport contractuels supplémentaires d'environ 132 TJ/j (123 Mpi<sup>3</sup>/j) à partir d'une centrale électrique existante près de Joliet (Illinois). Il est prévu que la mise en service du projet combiné aura lieu au deuxième semestre de 2022 et que les coûts estimatifs s'élèveront à 0,4 milliard de dollars américains.

### Alberta XPress

Le 12 février 2020, nous avons approuvé le projet Alberta XPress, qui est un projet d'expansion du réseau de pipelines d'ANR qui utilise également la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour acheminer l'offre grandissante en provenance du BSOC vers les marchés d'exportation des GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Il est prévu que la mise en service aura lieu en 2022 et que les coûts estimatifs du projet s'élèveront à 0,3 milliard de dollars américains.

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

Columbia Gas a l'intention de déposer, au troisième trimestre de 2020, un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 auprès de la FERC pour demander une augmentation des tarifs maximums de transport de Columbia Gas qui devrait entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> février 2021, sous réserve de remboursement. Nous travaillerons aussi en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement.

## GAZODUCS – MEXIQUE

### Tula et Villa de Reyes

Les procédures d'arbitrage de la CFE visant les projets Villa de Reyes et Tula 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 suspendues jusqu'au quatrième trimestre de 2020 pendant que la direction mène des négociations avec la CFE.

Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent. La mise en service graduelle du projet qui devait commencer au troisième trimestre de 2020 sera reportée en raison des mesures d'urgence liées à la COVID-19 qui ont entravé notre capacité d'obtenir des autorisations de travaux à cause des fermetures de bureaux administratifs. Sous

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

réserve d'une réouverture rapide des organismes gouvernementaux, nous prévoyons achever la construction de Villa de Reyes au premier semestre de 2021.

## PIPELINES DE LIQUIDES

**Keystone XL**

Le 31 mars 2020, nous avons annoncé que nous irons de l'avant avec la construction de Keystone XL, ce qui devrait nécessiter un investissement additionnel de quelque 8,0 milliards de dollars américains. Les travaux de construction ont commencé en avril et la mise en service de l'oléoduc est prévue en 2023.

Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a accepté d'investir environ 1,1 milliard de dollars américains à titre de participation dans Keystone XL, ce qui couvre pratiquement tous les coûts de construction prévus jusqu'à la fin de 2020. Le reste de l'investissement de capitaux, soit environ 6,9 milliards de dollars américains, devrait être financé par une facilité de crédit liée au projet de 4,2 milliards de dollars américains entièrement garantie par le gouvernement de l'Alberta et par un investissement de la société à hauteur de 2,7 milliards de dollars américains. Nous prévoyons de financer le reste de notre apport à l'aide des flux de trésorerie générés en interne, de titres hybrides et d'actions ordinaires; nous activerons à cet effet notre RRD en 2021 et en 2022. Lorsque les travaux seront achevés et que le projet sera mis en service, nous projetons de racheter du gouvernement de l'Alberta sa participation selon des modalités convenues et de refinancer sur les marchés des capitaux d'emprunt les prélèvements de 4,2 milliards de dollars américains effectués sur notre facilité de crédit.

Keystone XL est visé par de nouvelles ententes de transport de 20 ans qui devraient dégager un BAIIA d'environ 1,3 milliard de dollars américains par année. Sous réserve des modalités des ententes, 50 % de tout écart entre le coût en capital estimé et le coût final du projet Keystone XL seront assujettis à un mécanisme de partage et pris en compte dans les droits d'utilisation de l'oléoduc.

Le 15 avril 2020, la Cour de district des États-Unis au Montana a statué que le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis (le « USACE ») avait enfreint la loi sur les espèces en voie de disparition en délivrant de nouveau, en 2017, le permis national 12 en vertu de la loi intitulée *Clean Water Act* (le « permis 12 »). La décision du tribunal annule le permis 12 et interdit au USACE de l'utiliser pour autoriser la construction de Keystone XL à travers les terres humides et d'autres étendues d'eau des États-Unis. Cette décision a ultérieurement été limitée à la construction des nouveaux oléoducs et gazoducs. La Cour d'appel du Neuvième District des États-Unis a rejeté des requêtes de sursis à l'égard de cette décision en attendant l'appel et une demande subséquente de sursis à la Cour suprême des États-Unis a été accordée, sauf en ce qui concerne Keystone XL. Keystone XL entend avoir recours à d'autres moyens d'obtenir des permis pour décrocher l'autorisation réglementaire de construire l'oléoduc à travers les terres humides et des étendues d'eau.

Le 29 mai 2020, une plainte a été déposée à la Cour fédérale de district du Montana par divers groupes autochtones contre le Bureau of Land Management des États-Unis (le « BLM ») et le USACE pour faire annuler l'emprise sur des terres fédérales accordée par le BLM et la permission de l'USACE concernant les terres traversées par le fleuve Missouri au Montana obtenue plus tôt cette année. L'emprise accordée par le BLM a aussi été contestée devant la même cour du Montana par un groupe d'organismes non gouvernementaux dans une plainte déposée le 14 juillet 2020. Nous interviendrons et nous continuerons de gérer activement les autres questions d'ordre juridique et réglementaire à mesure que le projet avance.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## ÉNERGIE ET STOCKAGE

### Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 13 mars 2020, nous avons mis en service la centrale de Napanee après avoir terminé les travaux de construction et les activités de mise en service.

Le 29 avril 2020, nous avons réalisé la vente de nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à la comptabilisation de pertes d'environ 145 millions de dollars avant les impôts (80 millions de dollars après les impôts) et 261 millions de dollars avant les impôts (157 millions de dollars après les impôts) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement. La perte totale de 540 millions de dollars avant les impôts (351 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tient compte des pertes comptabilisées en 2019 alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente ainsi que de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. L'augmentation de la perte totale par rapport à celle qui a été présentée au 31 décembre 2019 s'explique principalement par les coûts plus élevés que prévu pour arriver à la mise en service de la centrale de Napanee le 13 mars 2020 et par la comptabilisation d'obligations postérieures à la clôture. En parallèle avec les ajustements postérieurs à la clôture, cette perte pourrait aussi être révisée ultérieurement lorsque les estimations actuelles seront révisées et pour tenir compte d'éléments ne pouvant être estimés à la clôture, notamment le règlement des réclamations d'assurance en cours.

### Bruce Power – Allongement du cycle de vie

À la fin mars 2020, en raison des conséquences de la COVID-19, Bruce Power a déclaré un cas de force majeure en vertu de son contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario. Le 11 mai 2020, les travaux ont repris dans le cadre des programmes de RCP du réacteur 6 et de gestion d'actifs et des mesures de prévention supplémentaires ont été mises en place pour assurer la sécurité des travailleurs dans le contexte de la COVID-19. Les activités liées au chemin critique progressent alors que Bruce Power s'affaire à isoler le réacteur 6 des autres réacteurs en prévision du retrait des canaux de combustible vers la fin du troisième trimestre de 2020. L'incidence du cas de force majeure est toujours en cours d'évaluation, et elle dépendra au final de l'ampleur et de la durée de la pandémie. Les activités d'exploitation des autres réacteurs se poursuivent comme en temps normal, les arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3, 4 et 5 ayant été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2020.



DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## 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 avons continué d'améliorer notre solide situation financière en 2020 comme suit :

- l'engagement du gouvernement de l'Alberta envers Keystone XL sous forme d'apports de capitaux propres de 1,1 milliard de dollars américains et de la garantie d'une facilité de crédit de projet de 4,2 milliards de dollars américains;
- la clôture de la vente de centrales alimentées au gaz naturel en Ontario pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars;
- la clôture de la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc Coastal GasLink pour un produit net de 656 millions de dollars;
- l'établissement de facilités de crédit de premier rang garanties de sept ans d'un montant de 6,6 milliards de dollars pour Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership. Immédiatement avant la vente de la participation, une somme de 1,6 milliard de dollars a été prélevée sur ces facilités de crédit, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie;
- l'émission par TransCanada PipeLines Limited de billets à moyen terme à sept ans portant intérêt au taux fixe de 3,80 % par année d'un montant de 2,0 milliards de dollars et de billets de premier rang non garantis à dix ans portant intérêt au taux fixe de 4,10 % par année d'un montant de 1,25 milliard de dollars américains;
- la conclusion de facilités de crédit bilatérales confirmées de 364 jours supplémentaires d'un montant de 2,0 milliards de dollars américains.

Ces transactions témoignent de notre capacité continue d'accéder aux marchés des capitaux dans toutes les conditions de marché, y compris durant des périodes de perturbations comme celle qui découle de la COVID-19. De concert avec nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, nos fonds en caisse, nos importantes facilités de crédit confirmées et divers autres leviers financiers que nous pouvons utiliser, elles nous positionnent de sorte que nous puissions continuer de financer nos obligations, notre programme d'investissement et nos dividendes. Nous prévoyons que la COVID-19 et la récente volatilité des prix des produits de base n'auront pas d'incidence importante sur nos flux de trésorerie liés à l'exploitation, puisque nous tirons la majeure partie de nos produits de contrats à long terme ou de modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service. Ces facteurs ont toutefois exacerbé le risque de crédit lié aux contreparties. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

La valeur de marché des actifs de nos régimes de retraite à prestations déterminées a souffert du recul des marchés mondiaux qui s'est produit au premier trimestre de 2020, mais elle a été recouvrée en bonne partie au deuxième trimestre de 2020. La capitalisation requise pour 2020 ne devrait pas varier de manière significative étant donné la situation de capitalisation, le moment où sont effectuées les évaluations actuarielles et les mesures d'aide liées à la COVID-19.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Au 30 juin 2020, notre actif à court terme s'élevait à 5,7 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 9,8 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 4,1 milliards de dollars, comparativement à 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2019. 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 13,2 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 12,0 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,2 milliard de dollars servant à garantir le papier commercial en cours. Au 30 juin 2020, nous disposons aussi de facilités de crédit à vue totalisant 2,4 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 1,1 milliard de dollars peut encore être prélevée;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 613	1 722	3 336	3 671
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(64)	(47)	307	(189)
Fonds provenant de l'exploitation	1 549	1 675	3 643	3 482
Poste particulier :				
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(8)	—	8
<b>Fonds provenant de l'exploitation comparables</b>	<b>1 549</b>	<b>1 667</b>	<b>3 643</b>	<b>3 490</b>

**RENTRÉES NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 109 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2020 par rapport à celles de la période correspondante de 2019 en raison principalement de la baisse des fonds provenant de l'exploitation. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 335 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2020 par rapport à celles de la période correspondante de 2019 en raison principalement du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

**FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES**

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos activités 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 118 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2020 par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, baisse qui est principalement imputable à la diminution du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 153 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2020 par rapport à ceux de la période correspondante de 2019, hausse qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée relative à la base d'investissement sur le réseau de NGTL.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Dépenses d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 990)	(1 571)	(3 986)	(3 593)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(217)	(122)	(381)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(160)	(175)	(311)	(320)
	(2 150)	(1 963)	(4 419)	(4 294)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	3 407	591	3 407	591
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	66	—	186
Montants reportés et autres	(73)	(55)	(222)	(81)
<b>Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>1 184</b>	<b>(1 361)</b>	<b>(1 234)</b>	<b>(3 598)</b>

En 2020, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL et des projets de Columbia Gas, de la construction du gazoduc Coastal Gaslink avant la vente d'une participation de 65 %, de la construction de Keystone XL et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2020 reflète les dépenses plus élevées consacrées à Keystone XL et à Coastal GasLink, en partie contrebalancées par la diminution des sommes affectées à Napanee.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement en 2020 et en 2019 concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Keystone XL avant notre décision, le 31 mars 2020, d'aller de l'avant avec la construction de l'oléoduc.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2020 comparativement à 2019, en raison surtout des apports versés en 2019 au titre de notre quote-part du financement par emprunt du projet Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019.

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.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2019 sont attribuables aux financements de Bruce Power visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. Nous n'avons reçu aucune distribution de ce type en 2020.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(6 022)	(956)	(3 103)	1 896
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 528	997	5 536	1 021
Remboursements de titres d'emprunt à long terme	(1 170)	(126)	(2 241)	(1 834)
Perte sur le règlement d'instruments financiers	(130)	—	(130)	—
Dividendes et distributions versés	(860)	(564)	(1 660)	(1 079)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	2	91	83	159
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	54	—	54	—
<b>(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement</b>	<b>(2 598)</b>	<b>(558)</b>	<b>(1 461)</b>	<b>163</b>

En mai 2020, Coastal GasLink a prélevé 1,6 milliard de dollars sur ses facilités de crédit de financement de projet à long terme, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie avant la vente d'une participation de 65 % dans le gazoduc. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

En avril 2020, nous avons émis pour 2,0 milliards de dollars de billets à moyen terme portant intérêt à un taux fixe de 3,80 % par année et pour 1,25 milliard de dollars américains de billets de premier rang non garantis portant intérêt à un taux fixe de 4,10 % par année.

En juin 2020, nous avons remboursé nos billets de premier rang non garantis d'un montant de 750 millions de dollars américains portant intérêt à un taux fixe de 3,30 % par année. En mars 2020, nous avons remboursé nos billets de premier rang non garantis d'un montant de 750 millions de dollars américains portant intérêt à un taux fixe de 4,60 % par année. Pour plus d'information sur la dette à long terme au 30 juin 2020 et pour le semestre clos à cette date, se reporter à la note 6, intitulée « Dette à long terme », de nos états financiers consolidés condensés.

Des instruments financiers servant à gérer le risque de taux d'intérêt lié à l'émission, au deuxième trimestre de 2020, de titres d'emprunt libellés en dollars américains ont été réglés à la juste valeur, ce qui a donné lieu à un paiement total de 130 millions de dollars.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2020, le gouvernement de l'Alberta a versé 54 millions de dollars de son engagement de 1,1 milliard de dollars américains envers Keystone XL, et les filiales de Keystone XL qui nous appartiennent ont émis des titres de catégorie A se chiffrant à 328 millions de dollars en faveur du gouvernement de l'Alberta et comptabilisé les billets à recevoir connexes de 270 millions de dollars échéant d'ici le 31 décembre 2020. La composante libellée en dollars américains des billets à recevoir est convertie en dollars canadiens à chaque date de clôture. Se reporter à note 7, intitulée « Participation sans contrôle rachetable », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

## RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Depuis le dividende déclaré en octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie ont cessé d'être émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte. Elles sont plutôt achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré. Le RRD est offert pour les dividendes payables sur les actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie.

## DIVIDENDES

Le 29 juillet 2020, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,81 \$ par action, payables le 30 octobre 2020 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2020.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

### **PROGRAMME D'ÉMISSION AU COURS DU MARCHÉ DE TC ÉNERGIE**

Nous avons l'intention de déposer au troisième trimestre de 2020 un prospectus visant le placement de 1,0 milliard de dollars d'actions dans le cadre du programme d'émission au cours du marché, que nous pourrions utiliser si nous le jugeons nécessaire.

### **INFORMATION SUR LES ACTIONS**

Au 27 juillet 2020, nous avons 940 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 9 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 6 millions qui pouvaient être exercées.

Le 30 juin 2020, 401 590 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 865 362 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

### **OBLIGATIONS CONTRACTUELLES**

Nos engagements au titre des dépenses en immobilisations ont diminué d'environ 2,6 milliards de dollars par rapport à ceux présentés au 31 décembre 2019, en raison surtout de la conclusion, le 22 mai 2020, de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink. Compte tenu de cette vente, Coastal GasLink est principalement financé par un financement de projet, par le recouvrement de paiements en trésorerie relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et par les apports de nos partenaires, dont la société représente 35 %. Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont aussi été ajustés pour tenir compte de la réalisation dans le cours normal des activités des contrats relatifs à la construction et des nouveaux engagements liés aux projets d'investissement, principalement Keystone XL.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2020 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2019 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## 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 2019 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 2019, exception faite de ce qui est indiqué dans les présentes. Se reporter à la rubrique « 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 nos programmes de papier commercial et sur 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. Ce taux cessera d'être publié à la fin de 2021 et pourrait être remplacé par un taux de financement à un jour garanti. Nous continuerons de surveiller les faits nouveaux et les conséquences sur nos activités, le cas échéant.

### RISQUE DE CHANGE

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges et des dépenses en immobilisations qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

Une partie importante du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US, mais, comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont gérés activement sur une période de deux ans au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle subsiste par la suite.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**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 :

<b>trimestre clos le 30 juin 2020</b>	<b>1,39</b>
trimestre clos le 30 juin 2019	1,34
<b>semestre clos le 30 juin 2020</b>	<b>1,37</b>
semestre clos le 30 juin 2019	1,33

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis et au Mexique est en partie enrayée par les intérêts sur la dette libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

**Principaux montants libellés en dollars US**

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	451	496	1 073	1 091
BAII comparable des gazoducs au Mexique <sup>1</sup>	129	114	330	227
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	186	298	393	588
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(331)	(328)	(663)	(659)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	39	9	51	15
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	42	36	75	108
Participations sans contrôle et autres comparables libellés en dollars US	(50)	(47)	(122)	(128)
	<b>466</b>	<b>578</b>	<b>1 137</b>	<b>1 242</b>

<sup>1</sup> Exclut les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés lié à Sur de Texas, qui est entièrement compensé dans les intérêts créditeurs et autres.

**Couvertures de l'investissement net**

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

**RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES**

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

- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie;
- aux débiteurs;
- aux actifs destinés à la vente;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux prêts consentis.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

L'effet combiné de la pandémie de COVID-19 et des perturbations sans précédent de la demande et de l'offre d'énergie a provoqué une importante volatilité des prix des produits de base et a restreint l'accès aux marchés financiers pour certains de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous avons resserré notre surveillance des contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières en raison des événements récents survenus sur le marché et du contexte commercial difficile. Notre risque de crédit lié aux contreparties a augmenté, mais nous ne prévoyons pas d'incidence défavorable significative sur nos résultats ou nos flux de trésorerie de 2020. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2019 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 juin 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

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

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. Comme il est mentionné précédemment, la volatilité des marchés mondiaux a augmenté et les liquidités se sont raréfiées à certains moments en 2020, mais nous avons pris des mesures pour renforcer encore notre situation financière et atténuer notre exposition à ces risques.

### PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Au 30 juin 2020, notre bilan consolidé condensé comprenait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,2 milliard de dollars (20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2019) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente notre quote-part de 60 % du financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 29 millions de dollars et de 62 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 (37 millions de dollars et 72 millions de dollars en 2019) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans notre secteur des gazoducs au Mexique. Les intérêts créditeurs et autres comprennent aussi des gains de change de 26 millions de dollars et des pertes de change de 277 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 (gains de change de 12 millions de dollars et de 26 millions de dollars en 2019) au titre du prêt à cette coentreprise et une quote-part correspondante des pertes et des gains de change liés à Sur de Texas est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de notre secteur Siège social. Ainsi, ces montants inscrits à l'état des résultats ont été entièrement compensés lors de la consolidation.



## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**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.

**Présentation des instruments dérivés au bilan**

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

(en millions de dollars)	30 juin 2020	31 décembre 2019
Autres actifs à court terme	371	190
Actifs incorporels et autres actifs	10	7
Créditeurs et autres	(428)	(115)
Autres passifs à long terme	(94)	(81)
	<b>(141)</b>	<b>1</b>

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**Gains (pertes) 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 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(50)	59	16	(29)
Change	170	87	(102)	207
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	42	80	78	187
Change	(39)	(30)	(51)	(59)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>2</sup></b>				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	5	(2)	2	(9)
Taux d'intérêt	(5)	—	(4)	—

- 1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.
- 2 Au cours des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2020 et 2019, 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, 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 11 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés condensés de la société.

**Autres renseignements****CONTRÔLES ET PROCÉDURES**

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 juin 2020, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au deuxième trimestre de 2020 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 2019 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**Modifications comptables**

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2019, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2019 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Résultats trimestriels

### PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2020		2019			2018		
	Second	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième
Produits	<b>3 089</b>	3 418	3 263	3 133	3 372	3 487	3 904	3 156
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>1 281</b>	1 148	1 108	739	1 125	1 004	1 092	928
Résultat comparable	<b>863</b>	1 109	970	970	924	987	946	902
Données par action								
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	<b>1,36 \$</b>	1,22 \$	1,18 \$	0,79 \$	1,21 \$	1,09 \$	1,19 \$	1,02 \$
Résultat comparable par action ordinaire	<b>0,92 \$</b>	1,18 \$	1,03 \$	1,04 \$	1,00 \$	1,07 \$	1,03 \$	1,00 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	<b>0,81 \$</b>	0,81 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,69 \$	0,69 \$

### 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 net 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 net 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 net 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.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Dans le secteur de l'énergie et du stockage, les produits et le bénéfice net 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.

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 le gazoduc Coastal Gaslink;
- une perte additionnelle de 80 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

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

- 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 en raison de notre décision de poursuivre le projet Keystone XL;
- 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 exclus :

- une reprise de 195 millions de dollars sur la provision pour moins-value 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.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2019 sont également exclus :

- une perte de 133 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente;
- une perte de 133 millions de dollars après les impôts sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream;
- un gain de 115 millions de dollars après les impôts sur la vente partielle de Northern Courier.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2019 sont également exclus :

- un gain de 54 millions de dollars après les impôts sur la vente de notre centrale de Coolidge;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés;
- un gain de 6 millions de dollars après les impôts découlant de nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2019 est également exclue :

- une perte de 12 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2018 sont également exclus :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse par suite des mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora;
- une perte de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2018 est également exclu :

- un gain de 8 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Produits</b>				
Gazoducs – Canada	1 087	956	2 119	1 923
Gazoducs – États-Unis	1 204	1 211	2 559	2 515
Gazoducs – Mexique	164	152	406	304
Pipelines de liquides	544	811	1 221	1 539
Énergie et stockage	90	242	202	578
	3 089	3 372	6 507	6 859
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	166	206	734	361
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	933	908	1 853	1 837
Achats de produits de base revendus	—	113	—	365
Impôts fonciers	199	181	375	368
Amortissement	635	621	1 265	1 229
	1 767	1 823	3 493	3 799
<b>Gain net sur la vente d'actifs</b>	225	68	109	68
<b>Charges financières</b>				
Intérêts débiteurs	561	588	1 139	1 174
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(81)	(99)	(163)	(238)
Intérêts créditeurs et autres charges	(203)	(106)	324	(269)
	277	383	1 300	667
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	1 436	1 440	2 557	2 822
<b>Charge (recouvrement) d'impôts</b>				
Exigibles	96	112	187	272
Reportés	(44)	105	(299)	181
	52	217	(112)	453
<b>Bénéfice net</b>	1 384	1 223	2 669	2 369
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	63	57	159	158
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	1 321	1 166	2 510	2 211
Dividendes sur les actions privilégiées	40	41	81	82
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	1 281	1 125	2 429	2 129
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>				
De base	1,36 \$	1,21 \$	2,59 \$	2,30 \$
Dilué	1,36 \$	1,21 \$	2,58 \$	2,30 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)</b>				
De base	940	927	940	924
Dilué	940	928	940	925

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 384</b>	1 223	<b>2 669</b>	2 369
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	<b>(794)</b>	(385)	<b>908</b>	(755)
Reclassement de gains de conversion à la cession d'établissements étrangers	—	(9)	—	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	<b>60</b>	13	<b>(32)</b>	33
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	<b>(82)</b>	(42)	<b>(577)</b>	(59)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	<b>466</b>	3	<b>470</b>	6
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	<b>4</b>	2	<b>(3)</b>	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>(24)</b>	3	<b>(20)</b>	4
Autres éléments du résultat étendu	<b>(370)</b>	(415)	<b>746</b>	(775)
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 014</b>	808	<b>3 415</b>	1 594
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>(2)</b>	16	<b>228</b>	77
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 016</b>	792	<b>3 187</b>	1 517
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>40</b>	41	<b>81</b>	82
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>976</b>	751	<b>3 106</b>	1 435

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.



DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net	1 384	1 223	2 669	2 369
Amortissement	635	621	1 265	1 229
Impôts reportés	(44)	105	(299)	181
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(166)	(206)	(734)	(361)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	236	272	525	549
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	4	(33)	16	(30)
Gain net sur la vente d'actifs	(225)	(68)	(109)	(68)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(54)	(55)	(105)	(149)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(120)	(146)	86	(178)
(Gains) pertes de change sur un prêt à une société liée	(26)	(12)	277	(26)
Autres	(75)	(26)	52	(34)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	64	47	(307)	189
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 613	1 722	3 336	3 671
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 990)	(1 571)	(3 986)	(3 593)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	—	(217)	(122)	(381)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(160)	(175)	(311)	(320)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	3 407	591	3 407	591
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	66	—	186
Montants reportés et autres	(73)	(55)	(222)	(81)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	1 184	(1 361)	(1 234)	(3 598)
<b>Activités de financement</b>				
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(6 022)	(956)	(3 103)	1 896
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	5 528	997	5 536	1 021
Remboursements sur la dette à long terme	(1 170)	(126)	(2 241)	(1 834)
Perte sur le règlement d'instruments financiers	(130)	—	(130)	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(761)	(466)	(1 465)	(885)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)	(82)	(80)
Distributions aux participations sans contrôle	(58)	(58)	(113)	(114)
Apports d'une participation sans contrôle rachetable	54	—	54	—
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	2	91	83	159
(Sorties ) rentrées nettes liées aux activités de financement	(2 598)	(558)	(1 461)	163
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>(70)</b>	<b>(9)</b>	<b>35</b>	<b>(16)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>129</b>	<b>(206)</b>	<b>676</b>	<b>220</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
Au début de la période	1 890	872	1 343	446
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
À la fin de la période	2 019	666	2 019	666

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2020	31 décembre 2019
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 019	1 343
Débiteurs	1 941	2 422
Stocks	479	452
Actifs destinés à la vente	—	2 807
Autres	1 265	627
	5 704	7 651
<b>Immobilisations corporelles,</b> déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 28 922 \$ et 27 318 \$	69 880	65 489
<b>Prêt à une société liée</b>	1 232	1 434
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	7 125	6 506
<b>Placements restreints</b>	1 723	1 557
<b>Actifs réglementaires</b>	1 699	1 587
<b>Écart d'acquisition</b>	13 535	12 887
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	899	2 168
	101 797	99 279
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	1 457	4 300
Créditeurs et autres	4 203	4 544
Dividendes à payer	773	737
Intérêts courus	641	613
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 706	2 705
	9 780	12 899
<b>Passifs réglementaires</b>	3 841	3 772
<b>Autres passifs à long terme</b>	1 567	1 614
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	5 704	5 703
<b>Dette à long terme</b>	37 393	34 280
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	8 976	8 614
	67 261	66 882
<b>Participation sans contrôle rachetable</b>	325	—
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	24 480	24 387
Émises et en circulation : 30 juin 2020 – 940 millions d'actions		
31 décembre 2019 – 938 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	—	—
Bénéfices non répartis	4 880	3 955
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(882)	(1 559)
<b>Participations assurant le contrôle</b>	32 458	30 763
Participations sans contrôle	1 753	1 634
	34 211	32 397
	101 797	99 279

Engagements, éventualités et garanties (note 13)

Entités à détenteurs de droits variables (note 14)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Actions ordinaires</b>				
Solde au début de la période	24 477	23 466	24 387	23 174
Actions émises :				
À l'exercice d'options sur actions	3	101	93	177
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	—	228	—	444
Solde à la fin de la période	24 480	23 795	24 480	23 795
<b>Actions privilégiées</b>				
Solde au début et à la fin de la période	3 980	3 980	3 980	3 980
<b>Surplus d'apport</b>				
Solde au début de la période	—	11	—	17
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	3	(6)	(3)	(12)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(3)	—	3	—
Solde à la fin de la période	—	5	—	5
<b>Bénéfices non répartis</b>				
Solde au début de la période	4 357	3 106	3 955	2 773
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 321	1 166	2 510	2 211
Dividendes sur les actions ordinaires	(761)	(696)	(1 522)	(1 389)
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(42)	(60)	(61)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	3	—	(3)	—
Solde à la fin de la période	4 880	3 534	4 880	3 534
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>				
Solde au début de la période	(577)	(926)	(1 559)	(606)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	(305)	(374)	677	(694)
Solde à la fin de la période	(882)	(1 300)	(882)	(1 300)
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>				
	32 458	30 014	32 458	30 014
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>				
Solde au début de la période	1 810	1 660	1 634	1 655
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	66	57	162	158
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(65)	(41)	69	(81)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(58)	(58)	(112)	(114)
Solde à la fin de la période	1 753	1 618	1 753	1 618
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>34 211</b>	<b>31 632</b>	<b>34 211</b>	<b>31 632</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

### 1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de Corporation TC Énergie (« TC Énergie » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TC Énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans les états financiers consolidés audités de 2019 contenus dans le rapport annuel de 2019 de TC Énergie.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2019 compris dans le rapport annuel de 2019 de TC Énergie. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans certains secteurs de la société comme suit :

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

#### **RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT**

Pour dresser les états financiers, TC Énergie doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2019, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

## 2. Modifications comptables

### MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2020

#### Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, ont été mises en application selon une approche rétrospective modifiée. L'adoption de ces nouvelles directives n'a eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la convention comptable mise à jour de la société eu égard à la dépréciation des actifs financiers.

#### Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives, qui sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, ont été mises en application selon une approche prospective. L'adoption de ces nouvelles directives n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la société.

#### Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et ont été appliquées de façon rétrospective. L'adoption de ces nouvelles directives n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la société.

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

En raison du retrait attendu du TIOL en mars 2020, le FASB a publié de nouvelles directives facultatives qui ont pour effet d'alléger le fardeau potentiel sur la méthode de comptabilisation résultant de la réforme des taux d'intérêt de référence. Ces nouvelles directives prévoient des mesures de simplification facultatives pour les contrats et les relations de couverture qui sont touchés par la réforme en question, à la condition que certains critères soient réunis. Chacune des mesures de simplification peut être appliquée en date du 1<sup>er</sup> janvier 2020 jusqu'au 31 décembre 2022. Dans le cas des relations de couverture admissibles qui existaient au 1<sup>er</sup> janvier 2020 et prospectivement, la société a appliqué une mesure de simplification facultative qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser. Comme la réforme des taux de référence se poursuit toujours, la société continuera d'évaluer le moment et l'incidence potentielle de l'adoption d'autres mesures de simplification facultatives lorsque les circonstances le justifieront.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES****Régimes de retraite à prestations déterminées**

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur à la date de publication des obligations d'information annuelles, soit le 31 décembre 2020, et elles devraient être appliquées rétrospectivement. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

**Impôts sur le bénéfice**

En décembre 2019, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la méthode pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice et apportent des précisions relatives aux directives existantes. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et ne devraient avoir aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

**3. Informations sectorielles**

<b>trimestre clos le 30 juin 2020</b>							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	1 087	1 204	164	544	90	—	3 089
Produits intersectoriels	—	43	—	—	—	(43) <sup>2</sup>	—
	1 087	1 247	164	544	90	(43)	3 089
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	57	33	17	83	(26) <sup>3</sup>	166
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(394)	(384)	(16)	(142)	(46)	49 <sup>2</sup>	(933)
Impôts fonciers	(74)	(96)	—	(28)	(1)	—	(199)
Amortissement	(309)	(199)	(30)	(85)	(12)	—	(635)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	370	—	—	—	(145)	—	225
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>682</b>	<b>625</b>	<b>151</b>	<b>306</b>	<b>(31)</b>	<b>(20)</b>	<b>1 713</b>
Intérêts débiteurs							(561)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							81
Intérêts créditeurs et autres <sup>3</sup>							203
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>1 436</b>
Charge d'impôts							(52)
<b>Bénéfice net</b>							<b>1 384</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(63)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>1 321</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(40)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>1 281</b>

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les pertes de change de Sur de Texas réalisées sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

<b>trimestre clos le 30 juin 2019</b>							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	956	1 211	152	811	242	—	3 372
Produits intersectoriels	—	41	—	—	6	(47) <sup>2</sup>	—
	956	1 252	152	811	248	(47)	3 372
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	60	4	14	137	(12) <sup>3</sup>	206
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(362)	(372)	(14)	(167)	(37)	44 <sup>2</sup>	(908)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(113)	—	(113)
Impôts fonciers	(69)	(84)	—	(27)	(1)	—	(181)
Amortissement	(286)	(193)	(29)	(89)	(24)	—	(621)
Gain net sur la vente d'actifs	—	—	—	—	68	—	68
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	242	663	113	542	278	(15)	1 823
Intérêts débiteurs							(588)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							99
Intérêts créditeurs et autres <sup>3</sup>							106
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>							1 440
Charge d'impôts							(217)
<b>Bénéfice net</b>							1 223
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(57)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							1 166
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							1 125

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les pertes de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

<b>semestre clos le 30 juin 2020</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	2 119	2 559	406	1 221	202	—	6 507
Produits intersectoriels	—	85	—	—	7	(92) <sup>2</sup>	—
	2 119	2 644	406	1 221	209	(92)	6 507
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	131	73	37	211	277 <sup>3</sup>	734
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(760)	(747)	(29)	(320)	(93)	96 <sup>2</sup>	(1 853)
Impôts fonciers	(146)	(172)	—	(54)	(3)	—	(375)
Amortissement	(615)	(393)	(60)	(167)	(30)	—	(1 265)
Gain net (perte nette) sur la vente d'actifs	370	—	—	—	(261)	—	109
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>973</b>	<b>1 463</b>	<b>390</b>	<b>717</b>	<b>33</b>	<b>281</b>	<b>3 857</b>
Intérêts débiteurs							(1 139)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							163
Intérêts créditeurs et autres <sup>3</sup>							(324)
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>							<b>2 557</b>
Recouvrement d'impôts							112
<b>Bénéfice net</b>							<b>2 669</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(159)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>2 510</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(81)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>2 429</b>

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les gains de change de Sur de Texas réalisés sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.



## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

<b>semestre clos le 30 juin 2019</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	1 923	2 515	304	1 539	578	—	6 859
Produits intersectoriels	—	83	—	—	11	(94) <sup>2</sup>	—
	1 923	2 598	304	1 539	589	(94)	6 859
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	136	10	28	209	(26) <sup>3</sup>	361
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(705)	(734)	(26)	(333)	(125)	86 <sup>2</sup>	(1 837)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(365)	—	(365)
Impôts fonciers	(138)	(172)	—	(55)	(3)	—	(368)
Amortissement	(573)	(373)	(59)	(177)	(47)	—	(1 229)
Gain net sur la vente d'actifs	—	—	—	—	68	—	68
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	511	1 455	229	1 002	326	(34)	3 489
Intérêts débiteurs							(1 174)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							238
Intérêts créditeurs et autres <sup>3</sup>							269
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>							2 822
Charge d'impôts							(453)
<b>Bénéfice net</b>							2 369
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(158)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							2 211
Dividendes sur les actions privilégiées							(82)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							2 129

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

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

3 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend la quote-part de la société dans les pertes de change de Sur de Texas réalisées sur les prêts à des sociétés liées, libellés en pesos mexicains, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

**TOTAL DE L'ACTIF PAR SECTEUR**

(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>30 juin 2020</b>	<b>31 décembre 2019</b>
Gazoducs – Canada	<b>21 926</b>	21 983
Gazoducs – États-Unis	<b>44 441</b>	41 627
Gazoducs – Mexique	<b>7 637</b>	7 207
Pipelines de liquides	<b>16 902</b>	15 931
Énergie et stockage	<b>5 030</b>	7 788
Siège social	<b>5 861</b>	4 743
	<b>101 797</b>	99 279

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## 4. Produits

## VENTILATION DES PRODUITS

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2020 et 2019 :

<b>trimestre clos le 30 juin 2020</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 075	1 031	156	551	—	2 813
Électricité	—	—	—	—	46	46
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1</sup>	12	151	8	1	18	190
	1 087	1 182	164	552	64	3 049
Autres produits <sup>2,3</sup>	—	22	—	(8)	26	40
	1 087	1 204	164	544	90	3 089

- 1 Comprennent des produits de 12 millions de dollars tirés des frais versés par une société liée pour la construction du gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie au 30 juin 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 3 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 33 millions de dollars.

<b>trimestre clos le 30 juin 2019</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	956	1 032	151	617	—	2 756
Électricité	—	—	—	—	198	198
Stockage de gaz naturel et autres	—	154	1	1	14	170
	956	1 186	152	618	212	3 124
Autres produits <sup>1,2</sup>	—	25	—	193	30	248
	956	1 211	152	811	242	3 372

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 2 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 56 millions de dollars.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

<b>semestre clos le 30 juin 2020</b>						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	2 107	2 189	308	1 133	—	5 737
Électricité	—	—	—	—	103	103
Stockage de gaz naturel et autres <sup>1</sup>	12	329	98	2	39	480
	2 119	2 518	406	1 135	142	6 320
Autres produits <sup>2,3</sup>	—	41	—	86	60	187
	2 119	2 559	406	1 221	202	6 507

- 1 Comprennent des produits de 89 millions de dollars tirés des frais versés par des sociétés liées, dont 77 millions de dollars pour la construction du gazoduc Sur de Texas détenu dans une proportion de 60 % par TC Énergie et 12 millions de dollars pour la construction du gazoduc Coastal GasLink détenu dans une proportion de 35 % par TC Énergie au 30 juin 2020. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information.
- 2 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 3 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 65 millions de dollars.

<b>semestre clos le 30 juin 2019</b>						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie et stockage</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 923	2 132	302	1 210	—	5 567
Électricité	—	—	—	—	541	541
Stockage de gaz naturel et autres	—	334	2	2	42	380
	1 923	2 466	304	1 212	583	6 488
Autres produits <sup>1,2</sup>	—	49	—	327	(5)	371
	1 923	2 515	304	1 539	578	6 859

- 1 Les autres produits comprennent les produits tirés des activités de commercialisation, des instruments financiers et des contrats de location de la société. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des directives portant sur les produits. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les instruments financiers.
- 2 Comprennent des produits tirés de contrats de location-exploitation de 111 millions de dollars.

**SOLDES DES CONTRATS**

(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>30 juin 2020</b>	<b>31 décembre 2019</b>	<b>Poste visé au bilan consolidé condensé</b>
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 375	1 458	Débiteurs
Actifs sur contrats	286	153	Autres actifs à court terme
Actifs sur contrats à long terme	154	102	Actifs incorporels et autres actifs
Passifs sur contrats <sup>1</sup>	99	61	Créditeurs et autres
Passifs sur contrats à long terme	212	226	Autres passifs à long terme

- 1 Au cours du semestre clos le 30 juin 2020, des produits de 6 millions de dollars (6 millions de dollars en 2019) ont été comptabilisés et inclus dans les passifs sur contrats à l'ouverture de la période.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

### PRODUITS FUTURS AFFECTÉS AUX OBLIGATIONS DE PRESTATION QUI RESTENT À REMPLIR

#### Ententes de capacité et transport

Au 30 juin 2020, les produits futurs au titre d'ententes de capacité relatives aux pipelines et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2046 se sont chiffrés à environ 25,7 milliards de dollars, dont une tranche de 1,8 milliard de dollars devrait être prise en compte avant la fin de 2020.

#### Production d'électricité

La société a contracté des contrats à long terme de production d'électricité s'étalant jusqu'en 2028. Les produits tirés de contrats de production d'électricité sont assortis d'une composante variable afférente aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société. Ces produits sont considérés comme étant très limités et ils sont pris en compte une fois par mois lorsque la société a rempli l'obligation de prestation.

#### Stockage de gaz naturel et autres

Au 30 juin 2020, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2044, se sont établis à environ 1,4 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 0,3 milliard de dollars devrait être constatée avant la fin de 2020.

## 5. Impôts sur le bénéfice

### Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2020 et 2019 étaient de -4 % et de +16 %, respectivement. La réduction du taux d'imposition effectif en 2020 découle principalement d'une reprise sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts afférente à Keystone XL, de la tranche non imposable des gains en capital et des reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts associées à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership et à celle des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario dont il est question ci-dessous, ainsi que du résultat avant les impôts et des impôts sur le bénéfice transférés inférieurs relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

TC Énergie a constaté une provision pour moins-value d'actifs d'impôts de 673 millions de dollars dans les soldes d'actifs d'impôts reportés au 31 décembre 2019. Chaque date de clôture, la société tient compte des nouveaux éléments probants, favorables ou défavorables, pouvant avoir une incidence sur la réalisation future des actifs d'impôts reportés. Au cours du semestre clos le 30 juin 2020, la société a comptabilisé les montants suivants afférents à des reprises sur la provision pour moins-value d'actifs d'impôts :

- le 31 mars 2020, un montant de 281 millions de dollars découlant de la réévaluation, par la direction, de ses actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable suivant la décision de la société de poursuivre la construction de l'oléoduc Keystone XL;
- le 29 avril 2020, un montant de 21 millions de dollars se rapportant à la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario;
- le 22 mai 2020, un montant de 89 millions de dollars se rapportant à la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario et sur la vente d'une participation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership.

### Réforme fiscale aux États-Unis

Des projets de règlements ont été publiés à la fin de 2017 dans le cadre de la réforme fiscale aux États-Unis. Le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié les règlements définitifs afférents à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale en 2019 et les règles définitives anti-entités hybrides, le 7 avril 2020. Ces règlements définitifs n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société au 30 juin 2020.

### Diminution du taux d'imposition en Alberta

Le 29 juin 2020, le gouvernement de l'Alberta a proposé d'accélérer la réduction de son taux d'imposition des sociétés et de le faire passer à 8 % dès le 1<sup>er</sup> juillet 2020. La modification proposée n'a pas été adoptée. La société ne s'attend pas à ce que la promulgation de cette modification ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

## 6. Dette à long terme

### ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2020 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Avril 2020	Billets de premier rang non garantis	Avril 2030	1 250 US	4,10 %
	Avril 2020	Billets à moyen terme	Avril 2027	2 000	3,80 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>					
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	175 US	3,12 %
<b>COASTAL GASLINK PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP<sup>1</sup></b>					
	Avril 2020	Facilités de crédit garanties de premier rang	Avril 2027	1 603	Variable

<sup>1</sup> Le 28 avril 2020, Coastal GasLink Limited Partnership a conclu une convention de crédit de 6,6 milliards de dollars avec un consortium de banques et effectué un prélèvement initial de 1,6 milliard de dollars le 22 mai 2020, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie. La société a par la suite réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Limited Partnership et comptabilisé sa participation résiduelle de 35 % selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME**

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2020 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED<sup>1</sup></b>				
	Mars 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	4,60 %
<b>COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.</b>				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	750 US	3,30 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>				
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis	100 US	5,29 %

<sup>1</sup> Des frais d'émission connexes non amortis relatifs à la dette de 8 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats pour le semestre clos le 30 juin 2020.

**INTÉRÊTS CAPITALISÉS**

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2020, TC Énergie a capitalisé des intérêts de l'ordre de 87 millions de dollars et de 151 millions de dollars respectivement (44 millions de dollars et 81 millions de dollars respectivement en 2019) en lien avec des projets d'investissement.

**7. Participation sans contrôle rachetable**

Le 31 mars 2020, TC Énergie a annoncé qu'elle ira de l'avant avec la construction de l'oléoduc Keystone XL. Dans le cadre du plan de financement, le gouvernement de l'Alberta a accepté d'investir environ 1,1 milliard de dollars américains à titre de participation dans des filiales de Keystone XL appartenant à TC Énergie.

Parallèlement à cette entente, les filiales de Keystone XL appartenant à la société ont émis des titres de catégorie A d'un montant de 328 millions de dollars en faveur du gouvernement de l'Alberta au cours du semestre clos le 30 juin 2020 et comptabilisé, pour un montant de 270 millions de dollars au 30 juin 2020, les billets connexes échéant d'ici le 31 décembre 2020. Ces titres de catégorie A ont priorité de rang par rapport à la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Énergie dans le projet Keystone XL et comportent certains droits de vote.

TC Énergie dispose d'une option d'achat pouvant être exercée en tout temps en vue de racheter, auprès du gouvernement de l'Alberta, les titres de catégorie A. Quant au gouvernement de l'Alberta, il peut se prévaloir d'une option de vente de ses titres de catégorie A à la société pouvant être exercée à compter de la date de mise en service de l'oléoduc Keystone XL et après cette date, si certaines conditions sont réunies. En raison de ces caractéristiques de rachat, la société a classé les titres de catégorie A comme une participation sans contrôle rachetable hors des capitaux propres dans le bilan consolidé condensé.

Les titres de catégorie A sont assortis d'un rendement conformément aux dispositions contractuelles. Le rendement augmente chaque trimestre et la valeur comptable des titres de catégorie A est ajustée en conséquence.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Le tableau qui suit présente la variation de la participation sans contrôle rachetable :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestre clos le 30 juin 2020	semestre clos le 30 juin 2020
Solde au début de la période	102	—
Apports	226	328
Perte nette attribuable à la participation sans contrôle rachetable <sup>1</sup>	(3)	(3)
<b>Solde à la fin de la période</b>	<b>325</b>	<b>325</b>

1 Comprend un rendement cumulé et une perte de conversion sur les titres de catégorie A qui sont tous les deux présentés dans le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle à l'état consolidé condensé des résultats.

## 8. Actions ordinaires et actions privilégiées

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

(non audité – en dollars canadiens arrondis au centième près)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
par action ordinaire	<b>0,81</b>	0,75	<b>1,62</b>	1,50
par action privilégiée de série 1	<b>0,22</b>	0,20	<b>0,43</b>	0,41
par action privilégiée de série 2	<b>0,22</b>	0,22	<b>0,44</b>	0,44
par action privilégiée de série 3	<b>0,13</b>	0,13	<b>0,27</b>	0,27
par action privilégiée de série 4	<b>0,18</b>	0,18	<b>0,36</b>	0,37
par action privilégiée de série 5	<b>0,14</b>	0,14	<b>0,28</b>	0,28
par action privilégiée de série 6	<b>0,11</b>	0,20	<b>0,31</b>	0,40
par action privilégiée de série 7	<b>0,24</b>	0,24	<b>0,49</b>	0,49
par action privilégiée de série 9	<b>0,24</b>	0,27	<b>0,47</b>	0,53
par action privilégiée de série 11	<b>0,24</b>	0,24	<b>0,24</b>	0,24
par action privilégiée de série 13	<b>0,34</b>	0,34	<b>0,34</b>	0,34
par action privilégiée de série 15	<b>0,31</b>	0,31	<b>0,31</b>	0,31

### ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le 30 juin 2020, 401 590 actions privilégiées de série 3 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 4 et 1 865 362 actions privilégiées de série 4 ont été converties, sur une base d'échange réciproque, en actions privilégiées de série 3.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## 9. Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

<b>trimestre clos le 30 juin 2020</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(775)	(19)	(794)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	80	(20)	60
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(109)	27	(82)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	621	(155)	466
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(31)	7	(24)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(209)</b>	<b>(161)</b>	<b>(370)</b>

<b>trimestre clos le 30 juin 2019</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(371)	(14)	(385)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	(9)	—	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	17	(4)	13
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(52)	10	(42)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	4	(1)	3
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	3	(1)	2
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(3)	6	3
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(411)</b>	<b>(4)</b>	<b>(415)</b>

<b>semestre clos le 30 juin 2020</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	836	72	908
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(42)	10	(32)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(765)	188	(577)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	626	(156)	470
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(4)	1	(3)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(26)	6	(20)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>625</b>	<b>121</b>	<b>746</b>



## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

<b>semestre clos le 30 juin 2019</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(735)	(20)	(755)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	(9)	—	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	44	(11)	33
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(74)	15	(59)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	8	(2)	6
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	7	(2)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(2)	6	4
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(761)</b>	<b>(14)</b>	<b>(775)</b>

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

<b>trimestre clos le 30 juin 2020</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> avril 2020	<b>733</b>	<b>(535)</b>	<b>(321)</b>	<b>(454)</b>	<b>(577)</b>
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	<b>(669)</b>	<b>(80)</b>	<b>—</b>	<b>(26)</b>	<b>(775)</b>
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	<b>—</b>	<b>464</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>470</b>
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	<b>(669)</b>	<b>384</b>	<b>4</b>	<b>(24)</b>	<b>(305)</b>
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2020</b>	<b>64</b>	<b>(151)</b>	<b>(317)</b>	<b>(478)</b>	<b>(882)</b>

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 65 millions de dollars, de 2 millions de dollars et de néant, respectivement.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

<b>semestre clos le 30 juin 2020</b>						
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>	
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> janvier 2020	<b>(730)</b>	<b>(58)</b>	<b>(314)</b>	<b>(457)</b>	<b>(1 559)</b>	
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	<b>794</b>	<b>(561)</b>	<b>—</b>	<b>(26)</b>	<b>207</b>	
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>3</sup>	<b>—</b>	<b>468</b>	<b>(3)</b>	<b>5</b>	<b>470</b>	
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	<b>794</b>	<b>(93)</b>	<b>(3)</b>	<b>(21)</b>	<b>677</b>	
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2020</b>	<b>64</b>	<b>(151)</b>	<b>(317)</b>	<b>(478)</b>	<b>(882)</b>	

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion, des couvertures de flux de trésorerie et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont présentés déduction faite de gains de 82 millions de dollars, de pertes de 16 millions de dollars et de gains de 1 million de dollars, respectivement, liés à une participation sans contrôle.
- 3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 33 millions de dollars (24 millions de dollars après les impôts) au 30 juin 2020. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats <sup>1</sup>
	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin		
	2020	2019	2020	2019	
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>					
Produits de base	<b>2</b>	—	—	—	Produits (Énergie et stockage)
Intérêts	<b>(8)</b>	(4)	<b>(11)</b>	(7)	Intérêts débiteurs
Intérêts	<b>(613)</b>	—	<b>(613)</b>	—	Gain net sur la vente d'actifs <sup>2</sup>
	<b>(619)</b>	(4)	<b>(624)</b>	(7)	Total avant les impôts
	<b>155</b>	1	<b>156</b>	2	(Recouvrement) charge d'impôts <sup>2</sup>
	<b>(464)</b>	(3)	<b>(468)</b>	(5)	Déduction faite des impôts <sup>3</sup>
<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>					
Amortissement des gains actuariels (pertes actuarielles)	<b>(5)</b>	(3)	<b>4</b>	(7)	Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>4</sup>
	<b>1</b>	1	<b>(1)</b>	2	(Recouvrement) charge d'impôts
	<b>(4)</b>	(2)	<b>3</b>	(5)	Déduction faite des impôts
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>					
Bénéfice tiré des participations	<b>(3)</b>	(3)	<b>(7)</b>	(6)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	<b>1</b>	—	<b>2</b>	—	Charge (recouvrement) d'impôts
	<b>(2)</b>	(3)	<b>(5)</b>	(6)	Déduction faite des impôts
<b>Écarts de conversion</b>					
Réalisation de gains de change sur la cession d'établissements étrangers	—	9	—	9	Gain net sur la vente d'actifs
	—	—	—	—	Charge (recouvrement) d'impôts
	—	9	—	9	Déduction faite des impôts

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

2 Comprend une perte de 613 millions de dollars (459 millions de dollars, déduction faite des impôts) liée à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé dans le cadre de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 2 millions de dollars et de 2 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement (gains de moins de 1 million de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, en 2019).

4 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 10 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

## 10. Avantages postérieurs au départ à la retraite

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin				semestres clos les 30 juin			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Coût des services rendus <sup>1</sup>	39	31	2	2	77	64	3	3
Autres composantes du coût net des prestations								
Coût financier	33	36	4	4	68	71	8	8
Rendement prévu des actifs des régimes	(58)	(54)	(4)	(4)	(115)	(112)	(8)	(8)
Amortissement des pertes actuarielles	6	3	—	—	11	6	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	6	4	1	1	12	7	1	1
	(13)	(11)	1	1	(24)	(28)	2	2
<b>Coût net des prestations constaté</b>	<b>26</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>53</b>	<b>36</b>	<b>5</b>	<b>5</b>

<sup>1</sup> Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

## 11. Gestion des risques et instruments financiers

### APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

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

### RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 30 juin 2020, le risque lié aux contreparties maximal de TC Énergie en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, à la juste valeur des actifs dérivés et à des prêts.

L'effet combiné de la pandémie de COVID-19 et de la demande sans précédent d'énergie ainsi que des perturbations au niveau de l'offre a entraîné une volatilité considérable du prix des produits de base et a restreint l'accès aux marchés financiers pour certains des clients de TC Énergie. Bien qu'une grande part du risque de crédit auquel est exposée la société est imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, TC Énergie a resserré sa surveillance des contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières en raison des faits récents survenus sur le marché et du contexte commercial difficile. Il y a lieu de consulter le rapport annuel de 2019 de TC Énergie pour un complément d'information sur les facteurs qui atténuent l'exposition au risque de crédit de la société lié aux contreparties.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

La société passe en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. TC Énergie utilise les données passées sur les pertes de crédit et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement exercé par la direction concernant la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 30 juin 2020, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

**PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE**

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.

Au 30 juin 2020, le bilan consolidé condensé de la société comprenait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,2 milliard de dollars (20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2019) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de 60 % de TC Énergie dans le financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 29 millions de dollars et de 62 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement (37 millions de dollars et 72 millions de dollars, respectivement, en 2019) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des gazoducs du Mexique de la société. Dans les intérêts créditeurs et autres, on compte également des gains de change de 26 millions de dollars et des pertes de change de 277 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, respectivement (des gains de 12 millions de dollars et de 26 millions de dollars, respectivement, en 2019) relativement au prêt consenti à cette coentreprise et une quote-part correspondante des pertes et gains de change de Sur de Texas est portée dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social. Ainsi, ces montants inscrits à l'état des résultats ont été compensés en totalité lors de la consolidation.

**INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS**

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2020		31 décembre 2019	
	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2020 à 2025)	(14)	400 US	3	100 US
Options de change en dollars US (échéant en 2020 et en 2021)	(7)	3 200 US	10	3 000 US
	(21)	3 600 US	13	3 100 US

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2020	31 décembre 2019
Montant nominal	<b>28 800 (21 100 US)</b>	29 300 (22 600 US)
Juste valeur	<b>33 300 (24 500 US)</b>	33 400 (25 700 US)

## INSTRUMENTS FINANCIERS

## Instruments financiers non dérivés

## Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les placements restreints, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. Chacun de ces instruments est classé au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs, exception faite des titres de participation de la société visés par l'ICQF qui sont classés au niveau 1.

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

## Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2020		31 décembre 2019	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an <sup>1,2</sup>	<b>(40 099)</b>	<b>(48 073)</b>	(36 985)	(43 187)
Billets subordonnés de rang inférieur	<b>(8 976)</b>	<b>(8 638)</b>	(8 614)	(8 777)
	<b>(49 075)</b>	<b>(56 711)</b>	(45 599)	(51 964)

1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars américains au 31 décembre 2019 attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

2 Le bénéfice net pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 comprend respectivement des gains non réalisés de néant et de 1 million de dollars, respectivement, (des pertes non réalisées de 2 millions de dollars et de 5 millions de dollars, respectivement, en 2019) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 200 millions de dollars américains qui est venue à échéance en mars 2020 (200 millions de dollars américains au 31 décembre 2019). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**Sommaire des actifs disponibles à la vente**

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2020		31 décembre 2019	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>
Justes valeurs des titres à revenu fixe <sup>2,3</sup>				
Échéant à moins de 1 an	—	33	—	6
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	91	26	100
Échéant entre 5 et 10 ans	902	—	801	—
Échéant à plus de 10 ans	77	—	61	—
Juste valeur des titres de participation <sup>2,4</sup>	645	—	556	—
	<b>1 624</b>	<b>124</b>	1 444	106

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2020		30 juin 2019	
	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>
Gains nets non réalisés de la période				
du trimestre clos	84	2	28	2
du semestre clos	61	3	79	3
Gains nets réalisés de la période				
du trimestre clos	8	—	11	—
du semestre clos	10	—	11	—

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

**Instruments dérivés****Juste valeur des instruments dérivés**

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

**Présentation au bilan des instruments dérivés**

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

<b>au 30 juin 2020</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Couvertures de l'investissement net</b>	<b>Détenus à des fins de transaction</b>	<b>Juste valeur totale des instruments dérivés<sup>1</sup></b>
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Autres actifs à court terme				
Produits de base <sup>2</sup>	1	—	336	337
Change	—	9	25	34
	1	9	361	371
Actifs incorporels et autres actifs				
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	3	3
Change	—	7	—	7
	—	7	3	10
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>364</b>	<b>381</b>
Créditeurs et autres				
Produits de base <sup>2</sup>	(1)	—	(318)	(319)
Change	—	(18)	(69)	(87)
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	(22)	—	—	(22)
	(23)	(18)	(387)	(428)
Autres passifs à long terme				
Produits de base <sup>2</sup>	(3)	—	(5)	(8)
Change	—	(19)	—	(19)
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	(67)	—	—	(67)
	(70)	(19)	(5)	(94)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(93)</b>	<b>(37)</b>	<b>(392)</b>	<b>(522)</b>
<b>Total des dérivés</b>	<b>(92)</b>	<b>(21)</b>	<b>(28)</b>	<b>(141)</b>

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

3 Au cours du trimestre clos le 30 juin 2020, des instruments financiers d'une juste valeur de 130 millions de dollars ont été réglés et le paiement a été porté dans les (sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités de financement à l'état consolidé condensé des flux de trésorerie.



## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

au 31 décembre 2019 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés <sup>1</sup>
Autres actifs à court terme					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	118	118
Change	—	—	10	61	71
Taux d'intérêt	—	1	—	—	1
	—	1	10	179	190
Actifs incorporels et autres actifs					
Change	—	—	5	—	5
Taux d'intérêt	2	—	—	—	2
	2	—	5	—	7
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>179</b>	<b>197</b>
Créditeurs et autres					
Produits de base <sup>2</sup>	(4)	—	—	(104)	(108)
Change	—	—	(1)	(3)	(4)
Taux d'intérêt	(3)	—	—	—	(3)
	(7)	—	(1)	(107)	(115)
Autres passifs à long terme					
Produits de base <sup>2</sup>	(6)	—	—	(11)	(17)
Change	—	—	(1)	—	(1)
Taux d'intérêt	(63)	—	—	—	(63)
	(69)	—	(1)	(11)	(81)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(76)</b>	<b>—</b>	<b>(2)</b>	<b>(118)</b>	<b>(196)</b>
<b>Total des dérivés</b>	<b>(74)</b>	<b>1</b>	<b>13</b>	<b>61</b>	<b>1</b>

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur <sup>1</sup>	
	30 juin 2020	31 décembre 2019	30 juin 2020	31 décembre 2019
Dettes à long terme	—	(260)	—	(1)
	—	(260)	—	(1)

1 Au 30 juin 2020 et au 31 décembre 2019, ces soldes comprenaient des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**Sommaire des montants nominaux et des échéances**

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

<b>au 30 juin 2020</b> (non audité)	<b>Électricité</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Liquides</b>	<b>Change</b>	<b>Taux d'intérêt</b>
Achats <sup>1</sup>	295	19	49	—	—
Ventes <sup>1</sup>	2 074	27	59	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 043	1 100
Millions de pesos mexicains	—	—	—	1 550	—
Dates d'échéance	2020-2024	2020-2027	2020-2021	2020-2021	2020-2026

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

<b>au 31 décembre 2019</b> (non audité)	<b>Électricité</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Liquides</b>	<b>Change</b>	<b>Taux d'intérêt</b>
Achats <sup>1</sup>	492	14	39	—	—
Ventes <sup>1</sup>	2 089	22	53	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 153	1 600
Millions de pesos mexicains	—	—	—	800	—
Dates d'échéance	2020-2024	2020-2027	2020	2020	2020-2030

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(50)	59	16	(29)
Change	170	87	(102)	207
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	42	80	78	187
Change	(39)	(30)	(51)	(59)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>2</sup></b>				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	5	(2)	2	(9)
Taux d'intérêt	(5)	—	(4)	—

1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

2 Aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées au cours des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2020 et 2019 lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 9) liées à la variation de la juste valeur des instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie avant les impôts, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin	30 juin	30 juin	30 juin
	2020	2019	2020	2019
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>				
Produits de base	2	(11)	6	(14)
Taux d'intérêt	(111)	(41)	(771)	(60)
	(109)	(52)	(765)	(74)

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

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin	30 juin	30 juin	30 juin
	2020	2019	2020	2019
<b>Couvertures de la juste valeur</b>				
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>				
Éléments couverts	(2)	(5)	(5)	(11)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	1	(1)
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>				
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net <sup>2,3</sup>				
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	(623)	(4)	(626)	(8)
Contrats sur produits de base <sup>4</sup>	2	—	—	—

1 Ces contrats sont inclus dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé des résultats, exception faite d'une perte de 613 millions de dollars liée à un instrument dérivé visé par contrat utilisé pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. L'instrument dérivé a été décomptabilisé dans le cadre de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership. La perte a été incluse dans le gain net sur la vente d'actifs. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information.

2 Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

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

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

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**Compensation des instruments dérivés**

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TC Énergie ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé condensé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

<b>au 30 juin 2020</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montants bruts des instruments dérivés</b>	<b>Montants disponibles à des fins de compensation<sup>1</sup></b>	<b>Montants nets</b>
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	340	(300)	40
Change	41	(37)	4
	<b>381</b>	<b>(337)</b>	<b>44</b>
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(327)	300	(27)
Change	(106)	37	(69)
Taux d'intérêt	(89)	—	(89)
	<b>(522)</b>	<b>337</b>	<b>(185)</b>

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

<b>au 31 décembre 2019</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montants bruts des instruments dérivés</b>	<b>Montants disponibles à des fins de compensation<sup>1</sup></b>	<b>Montants nets</b>
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	118	(76)	42
Change	76	(5)	71
Taux d'intérêt	3	(1)	2
	197	(82)	115
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(125)	76	(49)
Change	(5)	5	—
Taux d'intérêt	(66)	1	(65)
	<b>(196)</b>	<b>82</b>	<b>(114)</b>

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 juin 2020, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 92 millions de dollars et des lettres de crédit de 20 millions de dollars (respectivement de 58 millions de dollars et de 25 millions de dollars au 31 décembre 2019). Au 30 juin 2020 et au 31 décembre 2019, la société ne détenait aucune garantie en trésorerie et aucune lettre de crédit fournie par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

### Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 2020, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 3 millions de dollars (4 millions de dollars au 31 décembre 2019), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2020, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties équivalant à la juste valeur des instruments dérivés connexes dont il a été fait mention précédemment. Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

### HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

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

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché.  Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.
Niveau 3	Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert de données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations.  Il existe un degré d'incertitude découlant de l'utilisation de données de marché non observables qui pourraient ne pas refléter avec exactitude des variations futures éventuelles de la juste valeur.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

<b>au 30 juin 2020</b>	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)</b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	304	36	—	340
Change	—	41	—	41
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(293)	(30)	(4)	(327)
Change	—	(106)	—	(106)
Taux d'intérêt	—	(89)	—	(89)
	11	(148)	(4)	(141)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 2020.

<b>au 31 décembre 2019</b>	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)</b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	81	37	—	118
Change	—	76	—	76
Taux d'intérêt	—	3	—	3
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(77)	(41)	(7)	(125)
Change	—	(5)	—	(5)
Taux d'intérêt	—	(66)	—	(66)
	4	4	(7)	1

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2020	2019	2020	2019
Solde au début de la période	(3)	(4)	(7)	(4)
Total des (pertes) et des gains comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	(1)	(3)	3	(3)
<b>Solde à la fin de la période<sup>1</sup></b>	<b>(4)</b>	<b>(7)</b>	<b>(4)</b>	<b>(7)</b>

1 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, les produits comprennent respectivement des pertes non réalisées de 1 million de dollars et des gains non réalisés de 3 millions de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 juin 2020 (pertes non réalisées de 3 millions de dollars et de 3 millions de dollars, respectivement, en 2019).

## 12. Cessions

### Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 29 avril 2020, la société a réalisé la vente de ses centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que de sa participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale de Ontario Power Generation Inc. pour un produit net d'environ 2,8 milliards de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à des pertes d'environ 145 millions de dollars avant les impôts (80 millions de dollars après les impôts) et de 261 millions de dollars avant les impôts (157 millions de dollars après les impôts) respectivement au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2020. La perte totale de 540 millions de dollars avant les impôts (351 millions de dollars après les impôts) liée à cette transaction tient compte des pertes comptabilisées en 2019, alors que les actifs étaient classés comme étant destinés à la vente, de même que de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. L'augmentation de la perte totale par rapport à celle qui a été présentée au 31 décembre 2019 s'explique principalement par les coûts plus élevés que prévu pour arriver à la mise en service de la centrale de Napanee le 13 mars 2020 et par la comptabilisation d'obligations postérieures à la clôture. La perte avant les impôts est portée dans le gain net sur la vente d'actifs à l'état consolidé condensé des résultats. En parallèle avec les ajustements postérieurs à la clôture, cette perte pourrait aussi être révisée ultérieurement lorsque les estimations actuelles seront revues et pour tenir compte d'éléments ne pouvant être estimés à la clôture, notamment le règlement des réclamations d'assurance en cours.

### Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership

Le 22 mai 2020, TC Énergie a réalisé la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink ») à une tierce partie pour un produit net de 656 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 370 millions de dollars avant les impôts (408 millions de dollars après les impôts). Le gain avant les impôts comprend un montant de 231 millions de dollars en lien avec la réévaluation requise de la participation de 35 % que conserve la société à la juste valeur; cette réévaluation se fonde sur le produit réalisé de la vente de la participation de 65%. Le gain avant les impôts tient compte également du reclassement du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice de la juste valeur d'un instrument dérivé servant à couvrir le risque de taux d'intérêt associé au financement du projet de construction du gazoduc Coastal GasLink. Le gain après les impôts de 408 millions de dollars rend compte de l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Le gain avant les impôts est porté dans le gain net sur la vente d'actifs à l'état consolidé condensé des résultats.

Le 28 avril 2020, Coastal GasLink a obtenu des facilités de crédit pour le financement de projet à long terme totalisant 6,6 milliards de dollars dans le but de financer une grande part des coûts de construction du gazoduc Coastal GasLink. Immédiatement avant la vente de la participation, Coastal GasLink a prélevé un montant de 1,6 milliard de dollars à même ces facilités, dont une tranche d'environ 1,5 milliard de dollars a été versée à TC Énergie.

TC Énergie a été mandatée par Coastal GasLink pour construire et exploiter le gazoduc; la société recourt à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser, dans les états financiers consolidés de la société, sa participation résiduelle de 35 %.

À la lumière de cette vente, TC Énergie a présenté une option aux 20 groupes des Premières Nations ayant conclu des accords avec Coastal GasLink pour acquérir une participation de 10 % dans Coastal GasLink selon des modalités semblables.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

### Centrale de Coolidge

En mai 2019, TC Énergie a conclu la vente de sa centrale de Coolidge à Salt River Project Agriculture Improvement and Power District pour un produit de 448 millions de dollars américains avant les ajustements postérieurs à la clôture. Par conséquent, la société a inscrit un gain sur la vente de 68 millions de dollars avant les impôts (54 millions de dollars après les impôts), ce qui comprend l'incidence des gains de change de 9 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net. Le gain avant les impôts est porté dans le gain net sur la vente d'actifs à l'état consolidé condensé des résultats.

## 13. Engagements, éventualités et garanties

### ENGAGEMENTS

Les engagements de TC Énergie au titre des dépenses en immobilisations au 31 décembre 2019 comprennent la totalité des coûts de construction associés au gazoduc Coastal GasLink. Par suite de la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink le 22 mai 2020, les engagements au titre des dépenses en immobilisations eu égard au secteur des gazoducs au Canada de la société ont été réduits d'environ 3,3 milliards de dollars. Depuis la vente, la construction de Coastal GasLink est principalement financée par un financement de projet et des partenariats. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information.

### ÉVENTUALITÉS

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

### GARANTIES

En tant qu'exploitant du pipeline Northern Courier, TC Énergie a garanti la performance financière du pipeline relativement aux services de livraison et à ceux liés aux terminaux qui se rapportent au bitume et au diluant ainsi que les obligations financières conditionnelles relativement aux contrats de sous-location.

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

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

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



## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Durée	30 juin 2020		31 décembre 2019	
		Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable
Northern Courier	Diverses jusqu'en 2055	300	27	300	27
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2021	114	—	109	—
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2021	88	—	88	—
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2043	79	4	100	10
		<b>581</b>	<b>31</b>	597	37

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

## 14. Entités à détenteurs de droits variables

Une EDDV s'entend d'une entité légale qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

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

### EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités légales dans lesquelles la société est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV ou qui ne sont pas considérés comme des entreprises s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2020	31 décembre 2019
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	291	106
Débiteurs	57	88
Stocks	28	27
Autres	6	8
	<b>382</b>	<b>229</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>3 288</b>	<b>3 050</b>
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>809</b>	<b>785</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>452</b>	<b>431</b>
	<b>4 931</b>	<b>4 495</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs et autres	105	70
Intérêts courus	21	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	550	187
	<b>676</b>	<b>278</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>49</b>	<b>45</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>19</b>	<b>9</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>9</b>	<b>9</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>2 608</b>	<b>2 694</b>
	<b>3 361</b>	<b>3 035</b>

Certaines EDDV consolidées détiennent une participation sans contrôle rachetable qui a priorité de rang sur la participation de la société. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Participation sans contrôle rachetable » pour un complément d'information.

## DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2020

**EDDV non consolidées**

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2020	31 décembre 2019
<b>Bilan</b>		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>1</sup>	4 625	4 720
<b>Hors bilan</b>		
Risque éventuel découlant des garanties	442	466
<b>Risque maximal de perte</b>	<b>5 067</b>	<b>5 186</b>

<sup>1</sup> Ces données comprennent la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Portlands Energy Centre qui a été classée dans les actifs destinés à la vente au 31 décembre 2019. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Cessions » pour un complément d'information.