

Troisième trimestre

Rapport intermédiaire aux actionnaires

Pour la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020



**SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
DES ÉTATS-UNIS
Washington, D.C. 20549**

FORMULAIRE 10-Q

RAPPORT TRIMESTRIEL PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020
OU

RAPPORT DE TRANSITION PRÉSENTÉ CONFORMÉMENT À L'ARTICLE 13 OU AU PARAGRAPHE 15(d) DE LA SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

Pour la période de transition allant du _____ au _____
Numéro de dossier de la Commission 1-10934



ENBRIDGE INC.

(Dénomination exacte de l'émetteur inscrit telle qu'elle figure dans ses statuts)

Canada
(État ou autre territoire de
constitution ou d'organisation)

98-0377957
(Numéro d'identification de
l'employeur auprès de l'I.R.S.)

425 – 1st Street S.W., bureau 200
Calgary (Alberta) T2P 3L8 Canada
(Adresse des principaux bureaux de direction) (Code postal)
(403) 231-3900
(Numéro de téléphone de l'émetteur inscrit, y compris l'indicatif régional)

Titres inscrits aux termes de l'article 12(b) de la Loi :

<u>Titre de chaque catégorie</u>	<u>Symbole boursier</u>	<u>Nom de chaque bourse où les titres sont inscrits</u>
Actions ordinaires	ENB	New York Stock Exchange
Billets subordonnés à taux fixe et variable de 6,375 %, série 2018-B échéant en 2078	ENBA	New York Stock Exchange

Titres inscrits aux termes de l'article 12(g) de la Loi : **Aucun**

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit : 1) a déposé tous les rapports qu'il devait déposer conformément à l'article 13 ou au paragraphe 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934* au cours des 12 derniers mois (ou au cours de toute période plus courte à l'intérieur de laquelle l'émetteur inscrit a été tenu de déposer ces rapports) et 2) a été soumis à ces exigences de dépôt au cours des 90 derniers jours. Oui Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit a présenté électroniquement tous les dossiers de données interactifs (*interactive data files*) devant être présentés en vertu de la Règle 405 du Règlement S-T (paragraphe 232.405 du chapitre) au cours des 12 derniers mois (ou au cours de toute période plus courte à l'intérieur de laquelle l'émetteur inscrit a été tenu de présenter ces dossiers).

Oui Non

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est un important déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant admissible au régime de dépôt accéléré, un déposant non admissible au régime de dépôt accéléré, un petit émetteur assujéti ou une société en croissance émergente. Voir la définition donnée aux termes *large accelerated filer*, *accelerated filer*, *smaller reporting company* et *emerging growth company* dans la Règle 12b-2 de l'*Exchange Act* :

Important déposant admissible au régime de dépôt accéléré Déposant admissible au régime de dépôt accéléré
Déposant non admissible au régime de dépôt accéléré Petit émetteur assujéti
Société en croissance émergente

Si l'émetteur inscrit est une société en croissance émergente, veuillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, s'il a choisi de ne pas utiliser la période de transition prolongée pour se conformer à l'une ou l'autre des normes de comptabilité financière nouvelles ou révisées conformément à l'article 13(a) de l'*Exchange Act*.

Veillez indiquer, en cochant la réponse appropriée, si l'émetteur inscrit est une société fictive (*shell company*) (au sens de la Règle 12b-2 de l'*Exchange Act*). Oui Non

Au 30 octobre 2020, l'émetteur inscrit avait 2 025 219 063 actions ordinaires en circulation.

	<u>Page</u>
PARTIE I	
Rubrique 1. États financiers	6
Rubrique 2. Rapport de gestion	38
Rubrique 3. Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché	66
Rubrique 4. Contrôles et procédures	66
PARTIE II	
Rubrique 1. Instances judiciaires	67
Rubrique 1A. Facteurs de risque	67
Rubrique 2. Ventes de titres de capitaux propres non inscrits et utilisation du produit	70
Rubrique 3. Défauts sur titres de premier rang	70
Rubrique 4. Informations sur la sécurité des mines	70
Rubrique 5. Autres renseignements	70
Rubrique 6. Pièces	70
Signatures	71

GLOSSAIRE

Army Corps	United States Army Corps of Engineers
ASC	Accounting Standards Codification (codification des normes comptables)
ASU	Accounting Standards Update (normes comptables révisées)
BAIIA	bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement
DCP Midstream	DCP Midstream, LLC
EEP	Enbridge Energy Partners, L.P.
EMF	Éolien Maritime France SAS
Enbridge	Enbridge Inc.
Exchange Act	loi intitulée <i>Securities Exchange Act of 1934</i> des États-Unis dans sa version modifiée
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Investissements RPC	Office d'investissement du Régime de pensions du Canada
kb/j	milliers de barils par jour
LGN	liquides de gaz naturel
LRMA	ligne de raccordement Montana-Alberta
Régie	Régie de l'énergie du Canada
SEP	Spectra Energy Partners, LP
Taux de change moyen	taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain
Texas Eastern	Texas Eastern Transmission, LP
TIC	tarif international conjoint

CONVENTIONS

Pour les besoins du présent rapport, les termes « nous », « notre », « nos » et « Enbridge » désignent Enbridge Inc. dans son ensemble, sauf si le contexte précise autre chose. Ces termes sont utilisés à des fins pratiques seulement et ne constituent pas une description précise d'une entité juridique distincte au sein d'Enbridge.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont exprimés en dollars canadiens, toutes les références à des « dollars », des « \$ » ou des « \$ CA » désignent des montants en dollars canadiens et toutes les références à des « \$ US » désignent des montants en dollars américains. Tous les montants sont indiqués avant impôts, sauf indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport trimestriel sur formulaire 10-Q renferme des informations prospectives, ou énoncés prospectifs, qui visent à fournir des renseignements sur nous, nos filiales et nos sociétés affiliées, notamment dans le cadre de l'analyse par la direction de nos projets et activités futurs et de ceux de nos filiales. Ces renseignements pourraient ne pas être pertinents à d'autres fins. Généralement, les énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi de verbes comme « entrevoir », « croire », « estimer », « s'attendre à », « prévoir », « viser », « planifier », « projeter », « cibler » et autres termes du genre qui laissent entendre la possibilité de résultats futurs ou certaines perspectives. Le présent document et ceux qui y sont intégrés par renvoi contiennent de l'information ou des déclarations prospectives ayant trait notamment à ce qui suit : notre vision et notre stratégie d'entreprise, y compris les priorités et les instruments stratégiques; la pandémie de COVID-19 ainsi que sa durée et son incidence; l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de gaz naturel liquéfié et d'énergie renouvelable de même que les prix s'y rattachant; l'utilisation prévue de nos actifs existants; le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); les flux de trésorerie futurs prévus; les flux de trésorerie distribuables prévus; le ratio dette/BAIIA prévu; la vigueur et la souplesse financières; les attentes quant aux sources de liquidités et à la suffisance des ressources financières; les priorités stratégiques et le rendement prévus des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires, Distribution et stockage de gaz, Production d'énergie renouvelable et Services énergétiques; les coûts prévus des projets annoncés et des projets en construction; les dates prévues de mise en service des projets annoncés et des projets en construction; les dépenses en immobilisations prévues; les exigences de financement par capitaux propres prévues à l'égard de notre programme de croissance garanti sur le plan commercial; les possibilités de croissance et d'expansion futures prévues; la capacité prévue de nos coentreprises à terminer et à financer les projets en construction; la conclusion prévue et le moment prévu des acquisitions et des cessions; les avantages prévus des transactions, y compris la réalisation d'efficacités et de synergies; les futures mesures que prendront les organismes de réglementation, les actions en justice en découlant et autres litiges; la concurrence anticipée; le programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis (« programme L3R aux États-Unis »); les questions relatives à la canalisation 5; l'état du pipeline Dakota Access; les dividendes futurs estimatifs; notre politique de versement des dividendes; la croissance des dividendes et les versements de dividendes prévus; et l'incidence prévue de notre programme de couverture.

Bien que ces énoncés prospectifs soient, à notre avis, raisonnables compte tenu des renseignements disponibles à la date à laquelle ils sont présentés et des procédés utilisés pour les formuler, ils ne garantissent nullement le rendement à venir, et les lecteurs sont invités à faire preuve de prudence en ne se fiant pas outre mesure à de tels énoncés. De par leur nature, ces énoncés s'appuient sur diverses hypothèses, et ils tiennent compte de risques et d'incertitudes, connus et inconnus, ainsi que d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels, les niveaux d'activité et les réalisations diffèrent considérablement de ceux exprimés ou sous-entendus dans les énoncés en question. Les hypothèses et risques importants visent notamment : la pandémie de COVID-19 ainsi que sa durée et son incidence; l'offre et la demande prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et d'énergie renouvelable; les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et de l'énergie renouvelable, y compris la faiblesse et la volatilité actuelles de ces prix; l'utilisation prévue de nos actifs existants; les taux de change; l'inflation; les taux d'intérêt; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité de l'exploitation; les approbations par les clients et les organismes de réglementation; le maintien du soutien et de l'approbation des organismes de réglementation pour nos projets; les dates prévues de mise en service; les conditions météorologiques; la conclusion et le moment des acquisitions et des cessions; la concrétisation des avantages et des synergies prévus découlant de transactions; les lois gouvernementales; l'incidence de notre politique en matière de dividendes sur nos flux de trésorerie futurs; nos notations de crédit; le financement des projets d'investissement; le BAIIA prévu; le bénéfice (la perte) prévu(e); les flux de trésorerie futurs prévus; les flux de trésorerie distribuables prévus et les dividendes futurs estimatifs. Les hypothèses relatives à l'offre et à la demande

prévues de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et d'énergie renouvelable, et aux prix de ces marchandises, sont importantes pour tous les énoncés prospectifs dont elles constituent la base, puisqu'elles peuvent avoir une incidence sur les niveaux actuels et futurs de la demande à l'égard de nos services. Par ailleurs, les taux de change, l'inflation et les taux d'intérêt ont une incidence sur le contexte économique et le contexte des affaires dans lesquels nous exerçons nos activités, peuvent se répercuter sur les niveaux de la demande à l'égard de nos services et le coût des intrants et sont par conséquent indissociables de tous les énoncés prospectifs. En raison des interdépendances et de la corrélation entre ces facteurs macroéconomiques, il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir l'une ou l'autre de ces hypothèses sur un énoncé prospectif donné, en particulier en ce qui concerne le BAIIA prévu, le bénéfice (la perte) prévu(e), les flux de trésorerie futurs prévus, les flux de trésorerie distribuables prévus ou les dividendes futurs estimatifs. Voici les hypothèses les plus pertinentes associées aux énoncés prospectifs se rapportant aux projets annoncés et aux projets en construction, y compris les dates estimatives d'achèvement et les dépenses en immobilisations estimatives : la disponibilité et le prix de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; l'incidence de l'inflation et des taux de change sur les coûts de la main-d'œuvre et des matériaux; l'incidence des taux d'intérêt sur les coûts d'emprunt; l'incidence des conditions météorologiques et l'approbation par les clients, le gouvernement et les organismes de réglementation des calendriers de construction et de mise en service et des régimes de recouvrement des coûts; et la pandémie de COVID-19 ainsi que sa durée et son incidence.

Nos énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et incertitudes au sujet de l'exécution réussie de nos priorités stratégiques, du rendement de l'exploitation, des paramètres de la réglementation, des modifications apportées à la réglementation régissant notre entreprise, des acquisitions et cessions et d'autres transactions, de notre politique en matière de versement de dividendes, de l'approbation des projets et du soutien apporté à ces derniers, du renouvellement des emprunts, des conditions météorologiques, de la conjoncture économique et de la situation de la concurrence, de l'opinion publique, des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition, des modifications apportées aux accords commerciaux, des taux de change, des taux d'intérêt, des prix des marchandises, des décisions politiques et de l'offre et de la demande de marchandises, ainsi que de la pandémie de COVID-19 et de sa durée et son incidence, notamment aux risques et incertitudes dont il est question dans le présent rapport trimestriel sur formulaire 10-Q et dans d'autres documents que nous avons déposés auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Il est impossible d'établir avec précision l'incidence de l'un ou l'autre de ces risques, incertitudes ou facteurs sur un énoncé prospectif particulier puisqu'ils sont interdépendants et que notre plan d'action futur dépend de l'évaluation, par la direction, de l'ensemble des renseignements connus à un moment ou à un autre. Sauf dans la mesure prévue par les lois pertinentes, Enbridge Inc. n'est pas tenue d'actualiser ou de réviser publiquement un énoncé prospectif présenté dans les pages du présent rapport trimestriel sur formulaire 10-Q ou autrement, que ce soit à la lumière de nouveaux éléments d'information, de nouveaux faits ou pour quelque autre motif que ce soit. Tout énoncé prospectif, écrit ou verbal, qui nous serait attribuable ou le serait à quiconque agissant en notre nom, doit être expressément considéré comme visé par la présente mise en garde.

PARTIE I – INFORMATION FINANCIÈRE

RUBRIQUE 1. ÉTATS FINANCIERS

ENBRIDGE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Produits d'exploitation				
Ventes de marchandises	4 595	7 396	14 920	22 444
Transport et autres services	4 075	3 748	11 609	12 188
Ventes liées à la distribution de gaz	440	454	2 550	3 085
Total des produits d'exploitation <i>(note 3)</i>	9 110	11 598	29 079	37 717
Charges d'exploitation				
Coûts des marchandises	4 443	7 216	14 464	21 910
Coûts liés à la distribution de gaz	83	104	1 188	1 623
Exploitation et administration	1 554	1 741	4 955	5 061
Amortissement	935	844	2 766	2 526
Perte de valeur des actifs à long terme	—	105	—	105
Total des charges d'exploitation	7 015	10 010	23 373	31 225
Bénéfice d'exploitation	2 095	1 588	5 706	6 492
Quote-part du bénéfice des satellites	315	333	805	1 159
Perte de valeur des satellites <i>(note 9)</i>	(615)	—	(2 351)	—
Autres produits (charges)				
Gain (perte) de change net	173	(43)	(257)	311
Autres	85	81	(8)	192
Charge d'intérêts	(718)	(644)	(2 105)	(1 966)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 335	1 315	1 790	6 188
Charge d'impôts <i>(note 11)</i>	(231)	(255)	(273)	(1 275)
Bénéfice	1 104	1 060	1 517	4 913
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(20)	(15)	(25)	(50)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 084	1 045	1 492	4 863
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(96)	(284)	(287)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	990	949	1 208	4 576
Bénéfice par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	0,49	0,47	0,60	2,27
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	0,49	0,47	0,60	2,27

Se reporter aux notes ci-jointes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice	1 104	1 060	1 517	4 913
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts				
Variation des gains (pertes) non réalisés sur les couvertures de flux de trésorerie	29	(170)	(532)	(597)
Variation des gains (pertes) non réalisés sur les couvertures d'investissement net	154	(74)	(221)	147
Autres éléments du résultat global des satellites	(14)	2	6	19
Composantes des couvertures de juste valeur non prises en compte	(1)	—	7	—
Reclassement dans le résultat des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	58	28	138	74
Reclassement dans le résultat des montants au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	3	1	10	44
Écart de conversion	(1 119)	704	1 817	(1 898)
Autres éléments du résultat global, déduction faite des impôts	(890)	491	1 225	(2 211)
Résultat global	214	1 551	2 742	2 702
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	16	(41)	(79)	23
Résultat global attribuable aux participations donnant le contrôle	230	1 510	2 663	2 725
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(96)	(284)	(287)
Résultat global attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	136	1 414	2 379	2 438

Se reporter aux notes ci-jointes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre	2019	neuf mois closes les	30 septembre
	2020		2020	2019
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Actions privilégiées <i>(note 5)</i>				
Solde au début et à la fin de la période	7 747	7 747	7 747	7 747
Actions ordinaires <i>(note 5)</i>				
Solde au début de la période	64 763	64 732	64 746	64 677
Actions émises à l'exercice d'options sur actions	1	3	18	58
Solde à la fin de la période	64 764	64 735	64 764	64 735
Surplus d'apport				
Solde au début de la période	207	194	187	—
Rémunération à base d'actions	6	7	25	28
Options exercées	(1)	(2)	(19)	(51)
Variation de la participation croisée	54	—	66	109
Rachat d'une participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	65
Autres	(1)	7	6	55
Solde à la fin de la période	265	206	265	206
Déficit				
Solde au début de la période	(7 797)	(3 392)	(6 314)	(5 538)
Bénéfice attribuable aux participations donnant le contrôle	1 084	1 045	1 492	4 863
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(96)	(284)	(287)
Dividendes versés sur la participation croisée	4	5	14	14
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	(1 640)	(1 493)	(3 281)	(2 993)
Adoption rétrospective modifiée de la norme ASU 2016-13 sur la comptabilisation des pertes de crédit sur instruments financiers <i>(note 2)</i>	—	—	(66)	—
Autres	1	(1)	(3)	9
Solde à la fin de la période	(8 442)	(3 932)	(8 442)	(3 932)
Cumul des autres éléments du résultat global <i>(note 8)</i>				
Solde au début de la période	1 753	124	(272)	2 672
Autres éléments du résultat global attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, déduction faite des impôts	(854)	465	1 171	(2 138)
Autres	—	(7)	—	48
Solde à la fin de la période	899	582	899	582
Participation croisée				
Solde au début de la période	(47)	(51)	(51)	(88)
Variation de la participation croisée	18	—	22	37
Solde à la fin de la période	(29)	(51)	(29)	(51)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	65 204	69 287	65 204	69 287
Participations ne donnant pas le contrôle				
Solde au début de la période	3 315	3 451	3 364	3 965
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	20	15	25	50
Autres éléments du résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des impôts	—	(1)	(3)	(6)
Variation des pertes non réalisées sur les couvertures de flux de trésorerie	(36)	27	57	(67)
Écart de conversion	(36)	26	54	(73)
Résultat global attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(16)	41	79	(23)
Apports	1	1	21	10
Distributions	(68)	(94)	(232)	(194)
Rachat d'une participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	(65)
Rachat d'actions privilégiées détenues par une filiale	—	—	—	(300)
Autres	(1)	(10)	(1)	(4)
Solde à la fin de la période	3 231	3 389	3 231	3 389
Total des capitaux propres	68 435	72 676	68 435	72 676
Dividendes versés par action ordinaire	0,810	0,738	2,430	2,214
Bénéfice par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	0,49	0,47	0,60	2,27
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <i>(note 5)</i>	0,49	0,47	0,60	2,27

Se reporter aux notes ci-jointes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens)</i>		
Activités d'exploitation		
Bénéfice	1 517	4 913
Ajustements visant à rapprocher le résultat et les rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation		
Amortissement	2 766	2 526
(Recouvrement) charge d'impôts reportés	(82)	983
Variation des (gains) pertes non réalisées sur les instruments dérivés, montant net <i>(note 10)</i>	200	(1 005)
Quote-part du bénéfice des satellites	(805)	(1 159)
Distributions sur les participations dans des satellites	1 145	1 442
Perte de valeur des satellites <i>(note 9)</i>	2 351	—
Perte de valeur des actifs à long terme	—	105
Autres	222	51
Variations de l'actif et du passif d'exploitation	213	(451)
Rentrées de trésorerie nettes liées aux activités d'exploitation	7 527	7 405
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(3 790)	(3 928)
Placements à long terme et placements à long terme soumis à restrictions	(413)	(1 018)
Distributions provenant des participations dans des satellites en excédent des bénéfices cumulatifs	438	285
Acquisition d'actifs incorporels	(154)	(136)
Produit de cessions	265	—
Prêts à des sociétés affiliées, montant net	10	(232)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités d'investissement	(3 644)	(5 029)
Activités de financement		
Variation nette des emprunts à court terme	71	245
Variation nette des billets de trésorerie et des prélèvements sur les facilités de crédit	231	3 365
Émission de débentures et de billets à terme, déduction faite de frais d'émission	4 834	2 553
Remboursements sur les débentures et les billets à terme	(3 517)	(2 994)
Apports des participations ne donnant pas le contrôle	21	10
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle	(232)	(194)
Émission d'actions ordinaires	3	18
Dividendes sur les actions privilégiées	(284)	(287)
Dividendes sur les actions ordinaires	(4 920)	(4 480)
Rachat d'actions privilégiées détenues par une filiale	—	(300)
Autres	(52)	(60)
Sorties de trésorerie nettes liées aux activités de financement	(3 845)	(2 124)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions libellés en devises	(22)	(17)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et de la trésorerie soumise à restrictions	16	235
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions au début de la période	676	637
Trésorerie et équivalents de trésorerie et trésorerie soumise à restrictions à la fin de la période	692	872

Se reporter aux notes ci-jointes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

ENBRIDGE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

	30 septembre 2020	31 décembre 2019
<i>(non audité; en millions de dollars canadiens; nombre d'actions en millions)</i>		
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	657	648
Trésorerie soumise à restrictions	35	28
Comptes débiteurs et autres créances	4 333	6 781
Montants à recevoir de sociétés affiliées	31	69
Stocks	1 368	1 299
	6 424	8 825
Immobilisations corporelles, montant net	95 990	93 723
Placements à long terme	14 513	16 528
Placements à long terme soumis à restrictions	527	434
Montants reportés et autres actifs	8 089	7 433
Actifs incorporels, montant net	2 122	2 173
Écart d'acquisition	33 832	33 153
Impôts reportés	991	1 000
Total de l'actif	162 488	163 269
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Emprunts à court terme	969	898
Comptes créditeurs et autres dettes	6 381	10 063
Montants à payer à des sociétés affiliées	4	21
Intérêts à payer	628	624
Partie à court terme de la dette à long terme	3 616	4 404
	11 598	16 010
Dette à long terme	62 967	59 661
Autres passifs à long terme	9 253	8 324
Impôts reportés	10 235	9 867
	94 053	93 862
Éventualités (note 13)		
Capitaux propres		
Capital-actions		
Actions privilégiées	7 747	7 747
Actions ordinaires (2 025 actions en circulation au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019)	64 764	64 746
Surplus d'apport	265	187
Déficit	(8 442)	(6 314)
Cumul des autres éléments du résultat global (note 8)	899	(272)
Participation croisée	(29)	(51)
Total des capitaux propres d'Enbridge Inc.	65 204	66 043
Participations ne donnant pas le contrôle	3 231	3 364
	68 435	69 407
Total du passif et des capitaux propres	162 488	163 269

Se reporter aux notes ci-jointes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES

(non audité)

1. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités ci-joints d'Enbridge Inc. (« nous », « nos », « notre » et « Enbridge ») ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (« PCGR des États-Unis ») et au Règlement S-X régissant l'information financière consolidée intermédiaire. Ils ne comprennent pas toute l'information ni toutes les notes exigées conformément aux PCGR des États-Unis à l'égard d'états financiers consolidés annuels et il faut donc les lire en parallèle avec nos états financiers consolidés audités et les notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. De l'avis de la direction, les états financiers consolidés intermédiaires renferment tous les ajustements récurrents habituels nécessaires en vue de la présentation fidèle de notre situation financière ainsi que de nos résultats d'exploitation et flux de trésorerie pour les périodes intermédiaires concernées. Les présents états financiers consolidés intermédiaires respectent les mêmes principales conventions comptables que celles incluses dans nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, sauf en raison de l'adoption de nouvelles normes (note 2). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens.

Nos activités et nos résultats pour les périodes intermédiaires peuvent être soumis aux fluctuations saisonnières à l'intérieur de l'entreprise de distribution de gaz, ainsi qu'à d'autres facteurs comme l'offre et la demande de pétrole brut ou de gaz naturel, et pourraient ne pas être représentatifs des résultats annuels.

2. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Réforme relative au taux de référence

En date du 1^{er} juillet 2020, nous avons adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2020-04 de façon prospective. Cette nouvelle norme a été publiée en mars 2020 pour fournir des directives facultatives provisoires en matière de comptabilisation de la réforme relative au taux de référence. La nouvelle directive prévoit des mesures de simplification facultatives et des exceptions pour l'application des principes comptables généralement reconnus lors de la comptabilisation de modifications à un contrat, de relations de couverture et d'autres transactions touchées par la réforme relative au taux de référence, sous réserve du respect de certains critères. L'ASU 2020-04 est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2022. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Clarification de l'interaction entre les accords collaboratifs et les produits découlant de contrats conclus avec des clients

En date du 1^{er} janvier 2020, nous avons adopté l'ASU 2018-18 de façon rétrospective. La nouvelle norme a été publiée en novembre 2018 afin d'apporter des précisions sur les circonstances dans lesquelles les transactions réalisées entre des entités ayant conclu des accords collaboratifs doivent être comptabilisées selon la nouvelle norme Accounting Standards Codification (« ASC ») 606 sur la comptabilisation des produits. Pour aider à déterminer si les transactions réalisées dans le cadre d'accords collaboratifs doivent être comptabilisées selon la norme portant sur les produits, la mise à jour précise que les entités doivent appliquer les directives s'appliquant aux unités de comptabilisation afin d'identifier les biens ou les services distincts et de déterminer si ces biens et services sont isolables des autres engagements figurant au contrat. L'ASU 2018-18 interdit également aux entités de présenter avec les produits découlant de contrats conclus avec des clients les transactions réalisées avec un partenaire collaboratif qui n'entrent pas dans le champ d'application de la nouvelle norme sur les produits. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Efficacité des informations à fournir

En date du 1^{er} janvier 2020, nous avons adopté l'ASU 2018-13 de façon rétrospective et prospective, selon la modification. La nouvelle norme a été publiée dans le but d'améliorer les obligations d'information sur les évaluations de la juste valeur en éliminant et modifiant certaines obligations d'information et en prévoyant l'ajout de nouvelles obligations d'information. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation des pertes de crédit

En date du 1^{er} janvier 2020, nous avons adopté l'ASU 2016-13 selon une méthode rétrospective modifiée.

Cette nouvelle norme, publiée en juin 2016, vise à fournir aux utilisateurs d'états financiers plus d'information utile quant aux pertes de crédit attendues sur les instruments financiers et autres engagements de crédit détenus par une entité comptable à chaque date de clôture. Le traitement comptable précédent faisait appel à la méthode de comptabilisation des pertes subies qui reportait leur constatation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte survienne. La mise à jour prévoit l'adoption d'un nouveau modèle de perte de valeur, soit celui des pertes de crédit attendues, qui se fonde sur les pertes attendues et non sur les pertes subies. Conformément à cette nouvelle directive, une entité comptabilise une provision correspondant à son estimation des pertes de crédit attendues, qui, selon le Financial Accounting Standards Board, se traduit par la comptabilisation en temps opportun de ces pertes.

De plus, l'ASU 2018-19 a été publiée en novembre 2018 pour préciser que les montants à recevoir au titre de contrats de location-exploitation doivent être comptabilisés selon la nouvelle norme ASC 842 s'appliquant aux contrats de location et n'entrent pas dans le champ d'application de la norme ASC 326 relative à la comptabilisation des pertes de crédit sur les instruments financiers.

En ce qui a trait aux comptes débiteurs, une matrice de provision pour pertes est utilisée afin d'évaluer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie. Cette matrice tient compte des pertes de crédit antérieures selon l'ancienneté des comptes débiteurs, ajustées pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction. En ce qui a trait aux autres prêts à recevoir et aux ententes hors bilan entrant dans le champ d'application de la nouvelle norme, une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés est utilisée pour calculer la perte de crédit actuelle attendue d'après les taux de probabilité de défaillance historiques associés à la notation de crédit de la contrepartie ainsi que la durée du prêt ou de l'engagement, ces éléments étant ajustés pour tenir compte de toute information prospective et des attentes de la direction.

Le 1^{er} janvier 2020, nous avons comptabilisé un déficit supplémentaire de 66 M\$ aux états de la situation financière en lien avec l'adoption de l'ASU 2016-13. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence significative sur nos états consolidés des résultats, du résultat global et des flux de trésorerie pour la période.

FUTURES MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

Comptabilisation des instruments convertibles et des contrats dans les capitaux propres d'une entité

L'ASU 2020-06 a été publiée en août 2020 dans le but de simplifier la comptabilisation de certains instruments financiers. Cette ASU élimine les modèles actuels exigeant de séparer les options de droit de conversion avantageux et de conversion en trésorerie des instruments convertibles, et elle simplifie les lignes directrices sur l'exclusion du champ d'application des dérivés pour le classement des contrats dans les capitaux propres d'une entité. L'ASU introduit également des exigences d'information supplémentaires relativement aux instruments d'emprunt convertibles et aux instruments autonomes qui sont indexés sur les titres de capitaux propres d'une entité et réglés au moyen de ces titres.

L'ASU modifie les directives s'appliquant au résultat dilué par action, y compris l'exigence d'application de la méthode de la conversion hypothétique à tous les instruments convertibles, et elle met à jour les directives s'appliquant aux instruments pouvant être réglés soit en trésorerie, soit en actions.

L'ASU 2020-06 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2022 et s'appliquera selon une méthode rétrospective intégrale ou modifiée, l'adoption anticipée étant permise au 1^{er} janvier 2021. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

Clarification des interactions entre les titres de capitaux propres, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les instruments dérivés

L'ASU 2020-01 a été publiée en janvier 2020 pour préciser que les transactions observables doivent être prises en compte aux fins de l'application de l'option d'évaluation selon l'ASC 321 immédiatement avant l'application ou au moment de la cessation de la comptabilisation à la valeur de consolidation. De plus, l'ASU précise que les contrats à terme ou les options achetées sur les titres de capitaux propres ne sont pas hors du champ d'application des directives de l'ASC 815 uniquement parce que, à l'exercice du contrat, les titres de capitaux propres peuvent être comptabilisés à la valeur de consolidation ou à la juste valeur. L'ASU 2020-01 entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2021; elle peut être adoptée par anticipation et s'applique de façon prospective. L'adoption de la norme ASU 2020-01 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Comptabilisation des impôts

L'ASU 2019-12 a été publiée en décembre 2019 dans le but de simplifier la comptabilisation des impôts. La mise à jour comptable élimine certaines exceptions aux principes généraux énoncés dans l'ASC 740 et apporte plus de simplicité en clarifiant et en modifiant les directives actuelles. L'ASU 2019-12 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021, et son adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers consolidés.

Efficacité des informations à fournir

L'ASU 2018-14 a été publiée en août 2018 dans le but d'améliorer les obligations d'information pour les employeurs qui sont promoteurs de régimes de retraite à prestations déterminées ou d'autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Ce document modifie les règles actuelles par l'ajout et la suppression de plusieurs obligations d'information et la clarification des règles sur les obligations d'information actuelles. L'ASU 2018-14 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et son adoption anticipée est permise. L'adoption de la norme ASU 2018-14 ne devrait pas avoir d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

3. PRODUITS

PRODUITS TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

Principaux produits et services

Trimestre clos le	Oléoducs	Transport de gaz et services intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
30 septembre 2020							
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits tirés du transport	2 234	1 077	128	—	—	—	3 439
Produits tirés du stockage et autres produits	22	64	51	—	—	—	137
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	7	—	—	—	—	7
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	448	—	—	—	448
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	46	—	—	46
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	2 256	1 148	627	46	—	—	4 077
Ventes de marchandises	—	—	—	—	4 595	—	4 595
Autres produits ^{1, 2}	360	14	(8)	80	(3)	(5)	438
Produits intersectoriels	157	—	2	—	4	(163)	—
Total des produits	2 773	1 162	621	126	4 596	(168)	9 110

Trimestre clos le 30 septembre 2019	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits tirés du transport	2 305	1 073	135	—	—	—	3 513
Produits tirés du stockage et autres produits	31	69	48	—	—	—	148
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	98	—	—	—	—	98
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	470	—	—	—	470
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	46	—	—	46
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	2 336	1 240	653	46	—	—	4 275
Ventes de marchandises	—	—	—	—	7 396	—	7 396
Autres produits ^{1,2}	(156)	23	(21)	82	(1)	—	(73)
Produits intersectoriels	88	1	3	—	8	(100)	—
Total des produits	2 268	1 264	635	128	7 403	(100)	11 598

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits tirés du transport	6 815	3 458	494	—	—	—	10 767
Produits tirés du stockage et autres produits	72	209	154	—	—	—	435
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	19	—	—	—	—	19
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	2 551	—	—	—	2 551
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	150	—	—	150
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	6 887	3 686	3 199	150	—	—	13 922
Ventes de marchandises	—	—	—	—	14 920	—	14 920
Autres produits ^{1,2}	(59)	35	(1)	279	1	(18)	237
Produits intersectoriels	424	1	8	—	22	(455)	—
Total des produits	7 252	3 722	3 206	429	14 943	(473)	29 079

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019	Transport de gaz et services intermédiaires		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs						
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits tirés du transport	6 749	3 323	555	—	—	—	10 627
Produits tirés du stockage et autres produits	83	168	154	—	—	—	405
Produits tirés de la collecte et du traitement du gaz	—	329	—	—	—	—	329
Produits tirés de la distribution de gaz	—	—	3 080	—	—	—	3 080
Produits tirés de l'électricité et du transport	—	—	—	139	—	—	139
Ventes de marchandises	—	3	—	—	—	—	3
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	6 832	3 823	3 789	139	—	—	14 583
Ventes de marchandises	—	—	—	—	22 441	—	22 441
Autres produits ^{1,2}	383	43	5	278	(2)	(14)	693
Produits intersectoriels	280	4	9	—	55	(348)	—
Total des produits	7 495	3 870	3 803	417	22 494	(362)	37 717

1 Comprennent les gains (pertes) découlant de l'évaluation à la valeur de marché dans le cadre de notre programme de couverture correspondant à un gain de 276 M\$ et une perte de 236 M\$, respectivement, pour les trimestres clos les 30 septembre 2020 et 2019, et à une perte de 298 M\$ et un gain de 148 M\$, respectivement, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019.

2 Comprennent des produits tirés de contrats de location s'établissant à 144 M\$ et 143 M\$, respectivement, pour les trimestres clos les 30 septembre 2020 et 2019, et à 459 M\$ et 458 M\$, respectivement, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019.

Nous ventilons les produits entre des catégories qui représentent nos obligations de prestation principales au sein de chaque secteur d'activité, puisque ces catégories de produits représentent les principales sources des produits au sein de chaque secteur et sont par conséquent considérées comme étant l'information la plus pertinente sur les produits que la direction doit prendre en compte dans l'évaluation de la performance.

Solde des contrats

	Créances	Actifs sous contrat	Passifs sous contrat
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>			
Solde au 31 décembre 2019	2 099	216	1 424
Solde au 30 septembre 2020	1 499	236	1 691

Les créances sur contrats représentent le montant des créances découlant de contrats conclus avec des clients.

Les actifs sous contrat représentent le montant des produits ayant été comptabilisés à titre de paiements anticipés au titre des obligations de prestation que nous avons remplies (ou partiellement remplies) et avant le moment où notre droit à la contrepartie devient inconditionnel. Les montants inscrits dans les actifs sous contrat sont virés aux comptes débiteurs lorsque notre droit à la contrepartie devient inconditionnel.

Les passifs sous contrat représentent les paiements reçus au titre des obligations de prestation qui n'ont pas été remplies. Les passifs sous contrat visent principalement les droits de rattrapage et les produits reportés. Les produits constatés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 inclus dans les passifs sous contrat au début de la période se sont établis respectivement à 22 M\$ et à 129 M\$. Les augmentations des passifs sous contrat provenant des sommes reçues, déduction faite des montants constatés dans les produits pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, ont été respectivement de 189 M\$ et de 369 M\$.

Obligations de prestation

Il n'y a eu, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, aucun produit significatif comptabilisé au titre d'obligations de prestation remplies au cours de périodes antérieures.

Comptabilisation des produits découlant d'obligations de prestation non remplies

Les produits découlant des obligations de prestation qui devraient être remplies au cours de périodes futures totalisent 63,0 G\$, dont des montants de 1,8 G\$ et 6,6 G\$ devraient être comptabilisés durant le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2020 et à l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2021, respectivement.

Les produits exclus des montants susmentionnés fondés sur les exemptions facultatives aux termes de l'ASC 606, comme il est expliqué ci-dessous, représentent une partie significative du total de nos produits et des produits tirés de contrats conclus avec des clients. Certains produits, tels que les coûts d'exploitation imputés aux expéditeurs, sont comptabilisés au montant que nous avons le droit de facturer à nos clients et sont exclus du montant des produits qui seront ultérieurement comptabilisés relativement aux obligations de prestation non remplies susmentionnées. La contrepartie variable est exclue des montants précités compte tenu de l'incertitude de contrepartie connexe, qui se dissipe généralement lorsque les volumes et les prix réels sont déterminés. À titre d'exemple, nous considérons les produits tirés du service de transport avec droit d'interruption comme étant des produits variables puisqu'il n'est pas possible d'estimer le volume. De plus, les montants précités ne tiennent pas compte de l'incidence de l'indexation de certains droits en fonction de l'inflation aux termes des contrats, puisqu'il n'est pas possible d'estimer les taux d'inflation futurs avec exactitude. Les produits attribuables à des périodes se prolongeant au-delà de la durée de l'entente tarifaire en vigueur pour les contrats réglementés aux termes desquels les droits sont périodiquement ajustés par l'organisme de réglementation sont exclus des montants susmentionnés puisque les droits futurs ne sont pas connus. Enfin, les produits tirés de contrats conclus avec des clients assortis d'une durée prévue initiale d'un an ou moins sont exclus des montants susmentionnés.

Comptabilisation et évaluation des produits

Trimestre clos le 30 septembre 2020	Transport de gaz et services		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	—	15	—	—	15
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	2 256	1 148	612	46	—	4 062
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	2 256	1 148	627	46	—	4 077

Trimestre clos le 30 septembre 2019	Transport de gaz et services		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	—	17	—	—	17
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	2 336	1 240	636	46	—	4 258
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	2 336	1 240	653	46	—	4 275

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020	Transport de gaz et services		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	—	45	—	—	45
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	6 887	3 686	3 154	150	—	13 877
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	6 887	3 686	3 199	150	—	13 922

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019	Transport de gaz et services		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Produits tirés des produits transférés à un moment précis	—	3	51	—	—	54
Produits tirés des produits et services transférés progressivement ¹	6 832	3 820	3 738	139	—	14 529
Total des produits tirés de contrats conclus avec des clients	6 832	3 823	3 789	139	—	14 583

¹ Produits tirés du transport de pétrole brut et de gaz naturel par pipelines, du stockage, de la collecte, de la compression et du traitement de gaz naturel, de la distribution de gaz naturel, des services de stockage de gaz naturel et des ventes d'électricité.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

Trimestre clos le 30 septembre 2020	Transport de gaz et services intermédiaires						Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques			
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
Produits	2 773	1 162	621	126	4 596	(168)	9 110	
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(5)	—	(87)	—	(4 613)	179	(4 526)	
Exploitation et administration	(811)	(432)	(243)	(57)	(15)	4	(1 554)	
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	118	191	(13)	22	(3)	—	315	
Perte de valeur des satellites	—	(615)	—	—	—	—	(615)	
Autres produits	15	28	20	2	1	192	258	
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	2 090	334	298	93	(34)	207	2 988	
Amortissement							(935)	
Charge d'intérêts							(718)	
Charge d'impôts sur les bénéfices							(231)	
Bénéfice							1 104	
Dépenses en immobilisations ¹	442	642	339	11	1	22	1 457	

Trimestre clos le 30 septembre 2019	Transport de gaz et services intermédiaires						Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques			
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
Produits	2 268	1 264	635	128	7 403	(100)	11 598	
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(12)	—	(132)	—	(7 287)	111	(7 320)	
Exploitation et administration	(815)	(550)	(267)	(55)	(19)	(35)	(1 741)	
Perte de valeur des actifs à long terme	—	(105)	—	—	—	—	(105)	
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	205	135	(11)	5	—	(1)	333	
Autres produits (charges)	—	28	27	4	(6)	(15)	38	
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	1 646	772	252	82	91	(40)	2 803	
Amortissement							(844)	
Charge d'intérêts							(644)	
Charge d'impôts sur les bénéfices							(255)	
Bénéfice							1 060	
Dépenses en immobilisations ¹	442	436	247	2	—	32	1 159	

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020	Transport de gaz et services intermédiaires						Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires	Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergétiques			
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>								
Produits	7 252	3 722	3 206	429	14 943	(473)	29 079	
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(13)	—	(1 213)	—	(14 877)	451	(15 652)	
Exploitation et administration	(2 458)	(1 377)	(761)	(144)	(72)	(143)	(4 955)	
Quote-part du bénéfice (de la perte) des satellites	463	284	2	59	(3)	—	805	
Perte de valeur des satellites	—	(2 351)	—	—	—	—	(2 351)	
Autres produits (charges)	36	(48)	51	32	(3)	(333)	(265)	
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	5 280	230	1 285	376	(12)	(498)	6 661	
Amortissement							(2 766)	
Charge d'intérêts							(2 105)	
Charge d'impôts sur les bénéfices							(273)	
Bénéfice							1 517	
Dépenses en immobilisations ¹	1 503	1 462	765	41	2	63	3 836	

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019	Transport de gaz et services		Distribution et stockage de gaz	Production d'énergie renouvelable	Services énergé- tiques	Éliminations et divers	Chiffres consolidés
	Oléoducs	intermédiaires					
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Produits	7 495	3 870	3 803	417	22 494	(362)	37 717
Coûts des marchandises et de la distribution de gaz	(25)	—	(1 740)	(2)	(22 125)	359	(23 533)
Exploitation et administration	(2 392)	(1 626)	(829)	(137)	(53)	(24)	(5 061)
Perte de valeur des actifs à long terme	—	(105)	—	—	—	—	(105)
Quote-part du bénéfice des satellites	606	525	2	23	3	—	1 159
Autres produits (charges)	26	69	68	(1)	(1)	342	503
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	5 710	2 733	1 304	300	318	315	10 680
Amortissement							(2 526)
Charge d'intérêts							(1 966)
Charge d'impôts sur les bénéfices							(1 275)
Bénéfice							4 913
Dépenses en immobilisations ¹	1 984	1 254	643	18	2	71	3 972

¹ Comprendent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

5. BÉNÉFICE PAR ACTION ORDINAIRE ET DIVIDENDES PAR ACTION

RÉSULTAT DE BASE

Le résultat par action ordinaire correspond au résultat attribuable aux actions ordinaires, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos les 30 septembre 2020, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation a été réduit de 5 millions d'actions, tandis que pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, il avait été réduit de 6 millions d'actions, soit notre participation moyenne pondérée dans notre propre capital-actions ordinaires découlant de notre participation croisée dans Noverco Inc. (« Noverco »).

RÉSULTAT DILUÉ

L'effet de dilution des options d'achat d'actions est déterminé à l'aide de la méthode du rachat d'actions. Cette méthode suppose que tout produit de l'exercice d'options sur actions est utilisé pour racheter des actions ordinaires au cours moyen de la période.

Voici les nombres moyens pondérés d'actions en circulation utilisés pour le calcul du résultat de base et du résultat dilué par action :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
<i>(nombre d'actions ordinaires en millions)</i>				
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	2 021	2 018	2 020	2 017
Effet dilutif des options	—	2	1	3
Nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation	2 021	2 020	2 021	2 020

Pour les trimestres clos les 30 septembre 2020 et 2019, respectivement, 34,1 millions et 21,9 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 50,55 \$ et de 52,75 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019, respectivement, 28,5 millions et 17,9 millions d'options sur actions à effet antidilutif à des prix d'exercice moyens pondérés respectifs de 51,85 \$ et de 53,48 \$ ont été exclues du calcul du résultat dilué par action ordinaire.

DIVIDENDES PAR ACTION

Le 3 novembre 2020, notre conseil d'administration a déclaré les dividendes trimestriels ci-dessous. Tous les dividendes sont payables le 1^{er} décembre 2020 aux actionnaires inscrits le 13 novembre 2020.

	Dividende par action
Actions ordinaires ¹	0,81000 \$
Actions privilégiées, série A	0,34375 \$
Actions privilégiées, série B	0,21340 \$
Actions privilégiées, série C ²	0,15975 \$
Actions privilégiées, série D	0,27875 \$
Actions privilégiées, série F	0,29306 \$
Actions privilégiées, série H	0,27350 \$
Actions privilégiées, série J	0,30540 \$ US
Actions privilégiées, série L	0,30993 \$ US
Actions privilégiées, série N	0,31788 \$
Actions privilégiées, série P	0,27369 \$
Actions privilégiées, série R	0,25456 \$
Actions privilégiées, série 1	0,37182 \$ US
Actions privilégiées, série 3	0,23356 \$
Actions privilégiées, série 5	0,33596 \$ US
Actions privilégiées, série 7	0,27806 \$
Actions privilégiées, série 9	0,25606 \$
Actions privilégiées, série 11 ³	0,24613 \$
Actions privilégiées, série 13 ⁴	0,19019 \$
Actions privilégiées, série 15 ⁵	0,18644 \$
Actions privilégiées, série 17	0,32188 \$
Actions privilégiées, série 19	0,30625 \$

1 Le dividende trimestriel par action ordinaire a été majoré de 9,8 %, passant de 0,738 \$ à 0,81 \$ le 1^{er} mars 2020.

2 Le montant des dividendes par action trimestriels de la série C a été majoré, passant de 0,25305 \$ à 0,25458 \$ le 1^{er} mars 2020, puis diminué, passant de 0,25458 \$ à 0,16779 \$ le 1^{er} juin 2020, et diminué de nouveau, passant de 0,16779 \$ à 0,15975 \$ le 1^{er} septembre 2020, en raison de la refixation du taux de dividende trimestriel après la date d'émission des actions privilégiées de la série C.

3 Le montant des dividendes par action trimestriels de la série 11 a diminué, passant de 0,275 \$ à 0,24613 \$ le 1^{er} mars 2020, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} mars 2020 et tous les cinq ans par la suite.

4 Le montant des dividendes par action trimestriels de la série 13 a diminué, passant de 0,275 \$ à 0,19019 \$ le 1^{er} juin 2020, en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} juin 2020 et tous les cinq ans par la suite.

5 Le montant des dividendes par action trimestriels de la série 15 a diminué, passant de 0,275 \$ à 0,18644 \$ le 1^{er} septembre 2020 en raison de la refixation du taux de dividende annuel le 1^{er} septembre 2020 et tous les cinq ans par la suite.

6. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Canalisation 10 du pipeline de pétrole brut

Au premier trimestre de 2018, nous avons rempli la condition énoncée dans nos ententes visant la vente de la canalisation 10 de notre pipeline de pétrole brut (la « canalisation 10 »), qui a son point de départ près de Hamilton, en Ontario, et aboutit à West Seneca, dans l'État de New York. Nos filiales, Pipelines Enbridge Inc. et Enbridge Energy Partners, L.P. (« EEP »), détenaient respectivement le tronçon canadien et le tronçon américain de la canalisation 10, et les actifs s'y rattachant faisaient partie de notre secteur Oléoducs. La clôture de la transaction a eu lieu le 1^{er} juin 2020. Aucun gain ni aucune perte sur cession n'a été comptabilisé.

Ligne de raccordement Montana-Alberta

Au quatrième trimestre de 2019, nous nous sommes engagés à vendre des actifs de transport de la ligne de raccordement Montana-Alberta (« LRMA »), une ligne de transport de 345 km allant de Great Falls, au Montana, à Lethbridge, en Alberta. Les actifs s'y rattachant étaient comptabilisés dans notre secteur Production d'énergie renouvelable. Le contrat d'achat et de vente a été signé en janvier 2020. Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu la vente de la LRMA pour un produit en trésorerie d'environ 189 M\$. Après les ajustements de clôture, un gain sur cession de 4 M\$ a été comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020.

Ozark Gas Transmission

Au premier trimestre de 2020, nous avons convenu de vendre les actifs d'Ozark Gas Transmission et d'Ozark Gas Gathering (les « actifs d'Ozark »). Les actifs d'Ozark se composent d'un réseau de transport de 590 kilomètres allant du sud-est de l'Oklahoma jusqu'au sud-est du Missouri, en passant par l'Arkansas, ainsi que d'un réseau de collecte basé sur des droits de 330 milles donnant accès à la production de Fayetteville Shale et d'Arkoma. Ces actifs étaient compris dans notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires.

Le 1^{er} avril 2020, nous avons conclu la vente des actifs d'Ozark pour un produit en trésorerie d'environ 63 M\$ (45 M\$ US). Après les ajustements de clôture, un gain sur cession de 1 M\$ (1 M\$ US) a été comptabilisé au poste « Autres produits (charges) » des états consolidés des résultats pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020.

7. DETTE

FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 30 septembre 2020.

	Dates d'échéance	Total des facilités	Prélève- ments ¹	Montant disponible
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2021-2024	11 980	6 420	5 560
Enbridge (U.S.) Inc.	2022-2024	7 347	995	6 352
Pipelines Enbridge Inc.	2022 ²	3 000	1 938	1 062
Enbridge Gas Inc.	2022 ²	2 000	969	1 031
Total des facilités de crédit engagées		24 327	10 322	14 005

¹ Compte tenu des montants prélevés sur la facilité de crédit et des émissions de billets de trésorerie qui sont garantis par la facilité de crédit.

² La date d'échéance tient compte de l'option barrière désactivante d'un an.

Le 24 février 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit de deux ans non renouvelable de 1,0 G\$ US avec un syndicat de prêteurs.

Le 25 février 2020, Enbridge Inc. a conclu deux facilités de crédit bilatérales non renouvelables de un an d'un montant de 500 M\$ US.

Le 31 mars 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable consortiale de un an de 1,7 G\$. Le 9 avril 2020, Enbridge Inc. a exercé une clause accordéon et a augmenté le total de la facilité pour le faire passer à 3,0 G\$.

Les 23 et 24 juillet 2020, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogables de 364 jours, y compris une provision désactivante d'un an.

Outre les facilités de crédit engagées susmentionnées, nous avons à notre disposition des facilités de crédit à vue non engagées de 861 M\$, sur lesquelles un montant de 524 M\$ était inutilisé au 30 septembre 2020. Au 31 décembre 2019, nous détenions des facilités de crédit non engagées de 916 M\$, sur lesquelles un montant de 476 M\$ était inutilisé.

Nos facilités de crédit sont assujetties à une commission d'engagement moyenne pondérée de 0,3 % par an sur la tranche inutilisée. Les montants prélevés portent intérêt aux taux en vigueur sur le marché. Certaines facilités de crédit servent de garantie aux billets de trésorerie, et nous pouvons prolonger l'échéance de ces facilités de crédit, qui s'établit à ce moment-ci entre 2021 et 2024.

Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, les billets de trésorerie et les prélèvements sur les facilités de crédit, déduction faite des emprunts à court terme et des facilités de crédit non renouvelables qui arrivent à échéance dans moins d'un an de 8,7 G\$ et 9,0 G\$, respectivement, sont appuyés par les montants disponibles aux termes des facilités de crédit à long terme engagées. Par conséquent, ils ont été classés dans la dette à long terme.

ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons émis les titres de créance à long terme suivants totalisant 2,5 G\$ et 1,8 G\$ US :

Société	Date d'émission		Montant en capital
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.	Février 2020	Billets à taux variable	750 \$ US
	Mai 2020	Billets à moyen terme à 3,20 %	750 \$
	Mai 2020	Billets à moyen terme à 2,44 %	550 \$
	Juillet 2020	Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe	1 000 \$ US
Enbridge Gas Inc.	Avril 2020	Billets à moyen terme à 2,90 %	600 \$
	Avril 2020	Billets à moyen terme à 3,65 %	600 \$

Le 1^{er} octobre 2020, Texas Eastern Transmission, LP (« Texas Eastern »), société en exploitation en propriété exclusive de Spectra Energy Partners, LP (« SEP »), a émis pour 300 M\$ US de billets de premier rang à 3,10 % échéant dans 20 ans et payables semestriellement à terme échu et a racheté pour 300 M\$ US de billets de premier rang à 4,13 % échéant le 1^{er} décembre 2020. Les billets nouvellement émis viennent à échéance le 1^{er} octobre 2040.

REMBOURSEMENT DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons effectué les remboursements suivants totalisant 1,2 G\$ et 1,7 G\$ US sur notre dette à long terme :

Société	Date de remboursement		Montant en capital
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Janvier 2020	Billets à taux variable	700 \$ US
	Mars 2020	Billets à moyen terme à 4,53 %	500 \$
	Juin 2020	Billets à taux variable	500 \$ US
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.			
	Juin 2020	Billets de premier rang à 3,98 %	26 \$ US
Pipelines Enbridge Inc.			
	Avril 2020	Billets à moyen terme à 4,45 %	350 \$
Enbridge Southern Lights LP			
	Juin 2020	Billets de premier rang à 4,01 %	7 \$
Spectra Energy Partners, LP			
	Janvier 2020	Billets de premier rang garantis à 6,09 %	111 \$ US
	Juin 2020	Billets à taux variable	400 \$ US
Westcoast Energy Inc.			
	Janvier 2020	Débetures à 9,90 %	100 \$
	Juillet 2020	Billets à moyen terme à 4,57 %	250 \$

BILLETS À TERME SUBORDONNÉS

Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, le montant en capital de nos billets à terme subordonnés à taux fixe-variable et fixe-fixe s'établissait respectivement à 8,0 G\$ et à 6,6 G\$.

AJUSTEMENT DE LA JUSTE VALEUR

Au 30 septembre 2020, l'ajustement net de la juste valeur pour la dette totale prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Spectra Energy était de 783 M\$. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, l'amortissement de l'ajustement de la juste valeur, constaté en réduction de la charge d'intérêts aux états consolidés des résultats, s'établissait respectivement à 13 M\$ et à 42 M\$.

CLAUSES RESTRICTIVES

Nos ententes de facilité de crédit et conventions d'emprunts à terme comprennent des dispositions en cas de défaut et des clauses restrictives standards, en application desquelles un remboursement accéléré ou la résiliation des ententes peuvent être exigés si nous nous trouvons en situation de défaut de paiement ou contrevenons à certaines clauses restrictives. Au 30 septembre 2020, nous respectons toutes les clauses restrictives.

8. COMPOSANTES DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau qui suit présente les variations du cumul des autres éléments du résultat global attribuables à nos porteurs d'actions ordinaires pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019 :

	Couver- tures de flux de trésorerie	Éléments exclus des couvertures de juste valeur	Couver- tures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortis- sement des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Solde au 1 ^{er} janvier 2020	(1 073)	—	(317)	1 396	67	(345)	(272)
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(696)	7	(228)	1 760	8	—	851
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice							
Contrats de taux d'intérêt ¹	179	—	—	—	—	—	179
Contrats sur marchandises ²	(1)	—	—	—	—	—	(1)
Contrats de change ³	3	—	—	—	—	—	3
Autres contrats ⁴	(1)	—	—	—	—	—	(1)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (« ACR ») et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	—	13	13
	(516)	7	(228)	1 760	8	13	1 044
Incidence fiscale							
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	167	—	7	—	(2)	—	172
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(42)	—	—	—	—	(3)	(45)
	125	—	7	—	(2)	(3)	127
Solde au 30 septembre 2020	(1 464)	7	(538)	3 156	73	(335)	899

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investis- sement net	Écart de conversion cumulatif	Satellites	Ajustement de l'amortis- sement des prestations de retraite et des ACR	Total
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Solde au 1 ^{er} janvier 2019	(770)	(598)	4 323	34	(317)	2 672
Autres éléments du résultat global conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	(845)	167	(1 831)	26	—	(2 483)
Autres éléments du résultat global reclassés dans le bénéfice						
Contrats de taux d'intérêt ¹	108	—	—	—	—	108
Contrats de change ³	4	—	—	—	—	4
Autres contrats ⁴	(4)	—	—	—	—	(4)
Amortissement de la perte actuarielle au titre des prestations de retraite et des ACR et des coûts des services passés ⁵	—	—	—	—	59	59
	(737)	167	(1 831)	26	59	(2 316)
Incidence fiscale						
Impôts sur les bénéfices des montants conservés dans le cumul des autres éléments du résultat global	254	(20)	—	(7)	—	227
Impôts sur les bénéfices des montants reclassés dans le bénéfice	(34)	—	—	—	(15)	(49)
	220	(20)	—	(7)	(15)	178
Autres	—	—	—	(7)	55	48
Solde au 30 septembre 2019	(1 287)	(451)	2 492	46	(218)	582

1 Montant comptabilisé au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

2 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » et « Ventes de marchandises » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

3 Montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services », dans les produits, et « Gain (perte) de change net » aux états consolidés des résultats.

4 Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges, aux états consolidés des résultats.

5 Ces composantes sont comprises dans le calcul des charges de retraite périodiques nettes et sont comptabilisées au poste « Autres produits (charges) » aux états consolidés des résultats.

9. PERTE DE VALEUR DES SATELLITES

Steckman Ridge, LP

Steckman Ridge, LP (« Steckman »), qui exerce des activités de stockage de gaz naturel, est détenue à 50 % par Enbridge et est comptabilisée à la valeur de consolidation. Au cours du trimestre, le rendement prévu de Steckman a été ajusté en prévision de la renégociation de sa capacité future à des tarifs inférieurs à ce qui avait été prévu et une perte de valeur durable de notre participation de 221 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 a été comptabilisée d'après une analyse des flux de trésorerie futurs actualisés. La valeur comptable de cette participation au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019 s'établissait respectivement à 96 M\$ et 222 M\$.

Southeast Supply Header, L.L.C.

Southeast Supply Header, L.L.C. (« SESH ») offre des services de transport de gaz naturel depuis l'est du Texas et le nord de la Louisiane jusqu'aux marchés du sud-est de la côte américaine du golfe du Mexique. SESH est détenue à 50 % par Enbridge et est comptabilisée à la valeur de consolidation. Le rendement prévu de SESH a été revu au cours du trimestre afin de tenir compte de la révision à la baisse des tarifs futurs négociés ainsi que de la capacité future plus élevée que prévu attribuable essentiellement à l'expiration d'un contrat important. Une perte de valeur durable de notre participation de 394 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 a été comptabilisée d'après une analyse des flux de trésorerie futurs actualisés. La valeur comptable de cette participation au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019 s'établissait respectivement à 87 M\$ et 484 M\$.

DCP Midstream, LLC

DCP Midstream, LLC (« DCP Midstream »), un satellite détenu à 50 % par Enbridge, détient une participation dans DCP Midstream, LP. La baisse du cours des parts de DCP Midstream, LP négociées sur le marché au cours du premier trimestre de 2020 a donné lieu à une perte de valeur durable de notre participation dans DCP Midstream de néant et de 1,7 G\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020. De plus, nous avons subi des pertes de 324 M\$ au titre de notre quote-part du résultat en lien avec les pertes de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition comptabilisées par DCP Midstream, LP. La valeur comptable de notre participation dans DCP Midstream s'établissait respectivement à 340 M\$ et 2,2 G\$ au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019.

Nos participations dans Steckman, SESH et DCP Midstream font partie de notre secteur Transport de gaz et services intermédiaires. Les pertes de valeur ont été comptabilisées au poste « Perte de valeur des satellites » aux états consolidés des résultats.

10. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

Les variations des taux de change, des taux d'intérêt, du prix des marchandises et du cours de nos actions (collectivement, le « risque de marché ») ont une incidence sur notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global. Des politiques, processus et systèmes de gestion des risques officiels ont été élaborés pour réduire ces risques.

Les types de risque de marché auxquels nous sommes exposés et les instruments de gestion des risques pour les réduire sont résumés ci-après. Pour gérer les risques ci-après, nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles.

Risque de change

Nous générons des produits, engageons des dépenses et détenons un certain nombre de placements et de filiales dont les comptes sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. Par conséquent, notre bénéfice, nos flux de trésorerie et les autres éléments de notre résultat global sont exposés aux fluctuations découlant de la variabilité des taux de change.

Nous avons recours à des instruments financiers dérivés pour couvrir le risque lié au bénéfice libellé en devises. Nous avons recours à une combinaison d'instruments dérivés admissibles pour la couverture des flux de trésorerie, à la juste valeur et d'instruments dérivés non admissibles pour couvrir les produits et les charges libellés en devises prévus ainsi que pour gérer la variabilité des flux de trésorerie. Nous avons recours à des couvertures de l'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains en ayant recours à des contrats de change dérivés et des titres d'emprunt libellés en dollars américains.

Risque de taux d'intérêt

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme en raison de l'ajustement périodique des taux d'intérêt sur notre dette à taux variable, soit essentiellement nos billets de trésorerie. Nous surveillons la proportion relative de nos emprunts à taux fixe et à taux variable pour garder les emprunts à taux variable consolidés dans la fourchette établie dans la politique approuvée par le conseil d'administration, à savoir des emprunts à taux variable représentant au maximum 30 % du total de la dette en cours. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés admissibles pour gérer le risque de taux d'intérêt. Pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt, nous avons recours à des swaps taux fixe-taux variable. Nous avons mis en place un programme qui nous permet d'atténuer de façon importante l'incidence de la volatilité des taux d'intérêt à court terme sur notre charge d'intérêts, à l'aide de swaps taux variable-taux fixe au taux de swap moyen de 3,0 %.

Nous sommes exposés aux fluctuations de la juste valeur des titres de créance à taux fixe qui surviennent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Nous utilisons des swaps taux variable-taux fixe, selon le cas, comme couverture contre les fluctuations futures de la juste valeur des titres de créance à taux fixe, afin de limiter l'incidence des fluctuations de la juste valeur de la dette à taux fixe à l'aide de swaps taux fixe-taux variable. Au 30 septembre 2020, aucun swap de taux variable-taux fixe n'était en cours.

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont également exposés aux fluctuations des taux d'intérêt à long terme en raison des titres de créance à taux fixe que nous émettrons. Nous pouvons recourir à des swaps sur taux d'intérêt différés pour nous prémunir contre l'effet des fluctuations éventuelles des taux d'intérêt. Nous avons instauré dans certaines de nos filiales un programme afin d'atténuer notre exposition à la volatilité des taux d'intérêt à long terme sur certaines émissions de titres de créance prévues au moyen de swaps taux variable-taux fixe au taux moyen de 2,3 %.

Risque lié au prix des marchandises

Nos flux de trésorerie et notre bénéfice sont exposés aux variations du prix des marchandises en raison de nos participations dans certains actifs et placements et des activités que réalisent nos filiales de services énergétiques. Ces marchandises comprennent le gaz naturel, le pétrole brut, l'électricité et les LGN. Nous avons recours à des instruments dérivés financiers et physiques pour fixer une partie de la valeur des positions à prix variable résultant d'opérations physiques visant ces marchandises. Nous avons essentiellement recours à des instruments dérivés non admissibles pour gérer le risque lié au prix des marchandises.

Risque sur le cours des actions

Le risque sur le cours des actions est le risque de voir les résultats fluctuer par suite de variations du cours de notre action. Nous sommes exposés au risque lié au cours de notre action ordinaire du fait de l'attribution de diverses formes de rémunération à base d'actions, ce qui influe sur les résultats du fait de la réévaluation des unités en circulation à chaque période. Nous avons recours à des dérivés sur actions pour gérer la volatilité des résultats découlant d'une forme de rémunération à base d'actions, les unités d'action restreintes. Nous utilisons une combinaison d'instruments dérivés admissibles et non admissibles pour gérer le risque sur le cours des actions.

RISQUE LIÉ À LA PANDÉMIE DE COVID-19

La propagation de la COVID-19 a entraîné une forte volatilité au Canada, aux États-Unis et sur les marchés internationaux. Malgré les mesures proactives que nous avons prises pour assurer une livraison sécuritaire et fiable de l'énergie pendant la pandémie, il demeure impossible de prévoir les conséquences de la COVID-19 sur nos activités en raison de la nature changeante des circonstances.

TOTAL DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Nous avons généralement pour politique de conclure des contrats distincts de l'International Swaps and Derivatives Association, Inc. ou des contrats sur dérivés similaires avec la majorité de nos contreparties sur dérivés financiers. Ces contrats prévoient le règlement net d'instruments dérivés en cours avec certaines contreparties en cas de faillite ou d'autres incidents de crédit graves, et réduisent donc notre exposition au risque de défaillance sur des positions en cours sur des actifs dérivés financiers avec les contreparties dans ces situations particulières.

Le tableau ci-après présente le montant maximal du règlement qui pourrait être reçu advenant ces circonstances particulières. Tous les montants bruts sont présentés dans les états consolidés de la situation financière.

	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investissement net	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de juste valeur	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compensation	Total net des instruments dérivés
30 septembre 2020							
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>							
Comptes débiteurs et autres créances							
Contrats de change	—	—	4	52	56	(23)	33
Contrats sur marchandises	1	—	—	158	159	(82)	77
	1	—	4	210	215 ¹	(105)	110
Montants reportés et autres actifs							
Contrats de change	19	—	23	184	226	(111)	115
Contrats de taux d'intérêt	8	—	—	—	8	(3)	5
Contrats sur marchandises	2	—	—	64	66	(29)	37
	29	—	23	248	300	(143)	157
Comptes créditeurs et autres dettes							
Contrats de change	(5)	—	(2)	(376)	(383)	23	(360)
Contrats de taux d'intérêt	(167)	—	—	(5)	(172)	—	(172)
Contrats sur marchandises	—	—	—	(160)	(160)	82	(78)
Autres contrats	—	—	—	(2)	(2)	—	(2)
	(172)	—	(2)	(543)	(717) ²	105	(612)
Autres passifs à long terme							
Contrats de change	—	—	—	(1 140)	(1 140)	111	(1 029)
Contrats de taux d'intérêt	(566)	—	—	(23)	(589)	3	(586)
Contrats sur marchandises	—	—	—	(80)	(80)	29	(51)
Autres contrats	(4)	—	—	(5)	(9)	—	(9)
	(570)	—	—	(1 248)	(1 818)	143	(1 675)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net							
Contrats de change	14	—	25	(1 280)	(1 241)	—	(1 241)
Contrats de taux d'intérêt	(725)	—	—	(28)	(753)	—	(753)
Contrats sur marchandises	3	—	—	(18)	(15)	—	(15)
Autres contrats	(4)	—	—	(7)	(11)	—	(11)
	(712)	—	25	(1 333)	(2 020)	—	(2 020)

1 Au 30 septembre 2020, un montant de 215 M\$ a été comptabilisé au poste « Comptes débiteurs et autres créances » et un montant de néant a été comptabilisé au poste « Montants à recevoir de sociétés affiliées » aux états consolidés de la situation financière.

2 Au 30 septembre 2020, un montant de 716 M\$ a été comptabilisé au poste « Comptes créditeurs et autres dettes » et un montant de 1 M\$ a été comptabilisé au poste « Montants à payer à des sociétés affiliées » aux états consolidés de la situation financière.

31 décembre 2019	Instruments dérivés utilisés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments dérivés utilisés comme couvertures d'investis- sement net	Instruments dérivés non admissibles	Total brut des instruments dérivés tel qu'il est présenté	Montants disponibles à des fins de compen- sation	Total net des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>						
Comptes débiteurs et autres créances						
Contrats de change	—	—	161	161	(78)	83
Contrats sur marchandises	—	—	163	163	(47)	116
Autres contrats	1	—	3	4	—	4
	1	—	327	328 ¹	(125)	203
Montants reportés et autres actifs						
Contrats de change	10	—	71	81	(42)	39
Contrats sur marchandises	—	—	17	17	(2)	15
Autres contrats	2	—	1	3	—	3
	12	—	89	101	(44)	57
Comptes créditeurs et autres dettes						
Contrats de change	(5)	(13)	(392)	(410)	78	(332)
Contrats de taux d'intérêt	(353)	—	—	(353)	—	(353)
Contrats sur marchandises	—	—	(173)	(173)	47	(126)
	(358)	(13)	(565)	(936) ²	125	(811)
Autres passifs à long terme						
Contrats de change	—	—	(934)	(934)	42	(892)
Contrats de taux d'intérêt	(181)	—	—	(181)	—	(181)
Contrats sur marchandises	(5)	—	(60)	(65)	2	(63)
	(186)	—	(994)	(1 180)	44	(1 136)
Total des actifs (passifs) dérivés, montant net						
Contrats de change	5	(13)	(1 094)	(1 102)	—	(1 102)
Contrats de taux d'intérêt	(534)	—	—	(534)	—	(534)
Contrats sur marchandises	(5)	—	(53)	(58)	—	(58)
Autres contrats	3	—	4	7	—	7
	(531)	(13)	(1 143)	(1 687)	—	(1 687)

1 Au 31 décembre 2019, un montant de 327 M\$ a été comptabilisé au poste « Comptes débiteurs et autres créances » et un montant de 1 M\$ a été comptabilisé au poste « Montants à recevoir de sociétés affiliées » aux états consolidés de la situation financière.

2 Au 31 décembre 2019, un montant de 920 M\$ a été comptabilisé au poste « Comptes créditeurs et autres dettes » et un montant de 16 M\$ a été comptabilisé au poste « Montants à payer à des sociétés affiliées » aux états consolidés de la situation financière.

Le tableau suivant présente les échéances et le montant nominal ou la quantité théorique visés par nos instruments dérivés.

30 septembre 2020	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – achat <i>(en millions de dollars américains)</i>	1 117	500	1 750	—	—	—	3 367
Contrats de change – contrats à terme en dollars américains – vente <i>(en millions de dollars américains)</i>	1 593	5 631	5 703	3 784	1 856	—	18 567
Contrats de change – contrats à terme en livres sterling – vente <i>(en millions de livres sterling)</i>	70	27	28	29	30	90	274
Contrats de change – contrats à terme en euros – vente <i>(en millions d'euros)</i>	23	94	94	92	91	514	908
Contrats de change – contrats à terme en yens – achat <i>(en millions de yens)</i>	—	—	72 500	—	—	—	72 500
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer à court terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	1 265	4 129	407	48	35	121	6 005
Contrats de taux d'intérêt – taux fixe à payer sur la dette à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	508	1 584	2 035	1 368	—	—	5 495
Contrats sur actions <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	19	44	7	11	—	—	81
Contrats sur marchandises – gaz naturel <i>(en milliards de pieds cubes)³</i>	25	60	31	18	10	10	154
Contrats sur marchandises – pétrole brut <i>(en millions de barils)³</i>	4	12	1	—	—	—	17
Contrats sur marchandises – électricité <i>(en mégawattheures (« MWh »))</i>	65	(3)	(43)	(43)	(43)	(43) ¹	(30) ²

1 La colonne « Par la suite » tient compte d'une moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité de (43) MWh pour 2025.

2 La colonne « Total » correspond à la moyenne des achats nets (ventes nettes) d'électricité.

3 La colonne « Total » correspond aux achats nets (ventes nettes) de la marchandise en question.

Instruments dérivés à la juste valeur

Pour les instruments dérivés de change qui sont conçus et admissibles comme couvertures de la juste valeur, le gain ou la perte sur le dérivé de même que la perte ou le gain compensatoire sur l'élément couvert attribuable au risque couvert sont inscrits au poste « Gain (perte) de change net » des états consolidés des résultats. Toute composante exclue est comptabilisée aux états consolidés du résultat global.

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2019	30 septembre	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2020	2019	2020	2019
Gain (perte) non réalisé sur instruments dérivés	(60)	—	25	—
Gain (perte) non réalisé sur élément couvert	59	—	(6)	—
Perte réalisée sur instruments dérivés	—	—	(12)	—

Incidence des instruments dérivés sur les états des résultats et du résultat global

Le tableau qui suit présente l'incidence avant impôts des couvertures de flux de trésorerie, des couvertures de juste valeur et des couvertures d'investissement net sur nos résultats consolidés et notre résultat global consolidé.

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Montant des gains (pertes) non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat global				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	—	2	6	(11)
Contrats de taux d'intérêt	41	(231)	(709)	(812)
Contrats sur marchandises	(1)	(1)	8	(22)
Autres contrats	—	1	(6)	6
Couvertures de juste valeur				
Contrats de change	(1)	—	7	—
Couvertures d'investissement net				
Contrats de change	17	(1)	13	1
	56	(230)	(681)	(838)
Montant des (gains) pertes reclassées du cumul des autres éléments du résultat global en résultat				
Contrats de change ¹	1	2	3	4
Contrats de taux d'intérêt ²	76	36	179	108
Contrats sur marchandises	(1)	—	(1)	—
Autres contrats ³	(1)	(1)	(1)	(4)
	75	37	180	108

1 Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et au poste « Gain (perte) de change net » dans les charges aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisés au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

3 Comptabilisés au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Nous estimons qu'une perte de 99 M\$ comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat global résultant des couvertures de flux de trésorerie non réalisées sera reclassée en résultat dans les 12 prochains mois. Les montants réels reclassés en résultat dépendront des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises en vigueur au moment où les contrats dérivés en cours viendront à échéance. Au 30 septembre 2020, la durée maximale de couverture en cours à l'égard de la variabilité des flux de trésorerie était de 39 mois pour toutes les opérations prévues.

Dérivés non admissibles

Le tableau qui suit présente les gains et pertes non réalisés liés aux variations de la juste valeur de nos dérivés non admissibles.

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Contrats de change ¹	571	(179)	(186)	849
Contrats de taux d'intérêt ²	(13)	—	(28)	178
Contrats sur marchandises ³	69	73	25	(26)
Autres contrats ⁴	(3)	(1)	(11)	4
Total des gains (pertes) non réalisés liés à la variation de la juste valeur des dérivés, montant net	624	(107)	(200)	1 005

1 Pour les périodes de neuf mois respectives, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » dans les produits (perte de 87 M\$ en 2020; gain de 366 M\$ en 2019) et « Gain (perte) de change net » (perte de 99 M\$ en 2020; gain de 483 M\$ en 2019) aux états consolidés des résultats.

2 Comptabilisés comme une (augmentation) diminution imputée au poste « Charge d'intérêts » aux états consolidés des résultats.

3 Pour les périodes de neuf mois respectives, montant comptabilisé aux postes « Transport et autres services » (gain de 8 M\$ en 2020; perte de 15 M\$ en 2019) et « Ventes de marchandises » (perte de 176 M\$ en 2020; perte de 418 M\$ en 2019) dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » (gain de 195 M\$ en 2020; gain de 382 M\$ en 2019) et « Exploitation et administration » (perte de 2 M\$ en 2020; gain de 25 M\$ en 2019) dans les charges aux états consolidés des résultats.

4 Montant comptabilisé au poste « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le risque de liquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de respecter nos obligations financières, notamment au titre d'engagements et de garanties, à leur échéance. Afin d'atténuer ce risque, nous prévoyons nos besoins en trésorerie pour une période de 12 mois pour déterminer si nous disposerons des fonds nécessaires et conservons des liquidités disponibles substantielles aux termes de nos marges de crédit bancaires engagées pour parer aux éventualités. Nos principales sources de liquidités et de financement sont les fonds provenant de l'exploitation, l'émission de billets de trésorerie et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit engagées, ainsi que le financement à long terme par voie de l'émission, entre autres, de débentures et de billets à moyen terme. Nous maintenons également à jour des prospectus préalables de base auprès des autorités en valeurs mobilières, ce qui nous permet d'accéder rapidement aux marchés boursiers canadiens ou américains, sous réserve des conditions du marché. De plus, nous nous assurons de disposer de liquidités suffisantes en obtenant auprès d'un groupe diversifié de banques et d'institutions des facilités de crédit engagées qui nous permettent de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans recourir aux marchés financiers. Nous respectons toutes les modalités de nos ententes de facilités de crédit engagées et de nos conventions d'emprunts à terme au 30 septembre 2020. Par conséquent, nous avons accès à toutes nos facilités de crédit, et les banques sont tenues de nous accorder du financement aux termes de celles-ci.

RISQUE DE CRÉDIT

La conclusion d'instruments dérivés peut entraîner une exposition à des risques sur le plan du crédit en raison de la possibilité qu'une contrepartie au contrat ne respecte pas ses obligations contractuelles. Pour atténuer ce risque, nous concluons des opérations de gestion des risques principalement avec des institutions dont la notation de crédit est élevée. Le risque de crédit lié aux contreparties à des dérivés est géré au moyen du maintien et de la surveillance de limites de crédit et d'exigences contractuelles, de conventions de compensation et du suivi constant du risque de crédit des contreparties à l'aide de services de notation de crédit externes et d'autres outils analytiques.

Nous avons en cours, à l'égard des instruments dérivés, des concentrations du risque de crédit ainsi qu'une exposition à ce risque auprès des institutions suivantes.

	30 septembre 2020	31 décembre 2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Institutions financières au Canada	190	146
Institutions financières aux États-Unis	79	40
Institutions financières en Europe	25	3
Institutions financières en Asie	91	92
Autres ¹	114	113
	499	394

¹ Le poste « Autres » comprend les chambres de compensation de marchandises et les contreparties physiques pour le gaz naturel et le pétrole brut.

Au 30 septembre 2020, nous avons fourni des lettres de crédit totalisant néant tenant lieu de garantie en trésorerie à nos contreparties, conformément aux modalités des ententes pertinentes de l'International Swaps and Derivatives Association. Nous ne détenons aucune garantie en trésorerie à l'égard d'expositions à des actifs dérivés au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019.

Les soldes bruts des dérivés ont été présentés sans tenir compte de l'incidence des garanties consenties. Les actifs dérivés sont ajustés au titre du risque de non-exécution de nos contreparties selon les écarts de leurs swaps sur défaillance et sont reflétés à la juste valeur. Pour les passifs dérivés, le risque de non-exécution est pris en considération dans le cadre de l'évaluation.

Le risque de crédit découle aussi des comptes clients et des autres effets à recevoir à long terme. Ce risque est atténué au moyen de limites de crédit et d'exigences contractuelles, d'évaluations de la notation et de conventions de compensation. Au sein d'Enbridge Gas Inc. (« Enbridge Gas »), le risque de crédit est atténué par le fait que ces services publics comptent une clientèle nombreuse et diversifiée et qu'ils peuvent recouvrer un montant estimatif des créances douteuses par la voie de la tarification. Nous surveillons activement la vigueur financière d'importants clients industriels. Dans certains cas, nous obtenons des garanties supplémentaires afin de réduire le risque de défaut sur créances. En règle générale, nous constituons une provision pour les comptes débiteurs impayés depuis plus de 30 jours et les classons dans les comptes en souffrance. Le risque de crédit maximal lié aux actifs financiers non dérivés correspond à leur valeur comptable.

ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR

Nos actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur sur une base récurrente comprennent les instruments dérivés. Nous fournissons également des informations sur la juste valeur d'autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur. La juste valeur des instruments financiers reflète les meilleures estimations de la valeur de marché établies par nous d'après des modèles ou techniques d'évaluation généralement reconnus et les prix et taux du marché observables. Lorsque ces valeurs ne sont pas disponibles, nous avons recours à l'analyse des flux de trésorerie actualisés d'après les courbes de taux applicables en fonction des données du marché pour estimer la juste valeur.

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Nous répartissons nos instruments dérivés évalués à la juste valeur selon trois niveaux établis en fonction du caractère observable des données entrant dans l'évaluation.

Niveau 1

Le niveau 1 comprend les dérivés évalués à la juste valeur en fonction des cours non ajustés s'appliquant à des actifs et des passifs identiques sur des marchés actifs et accessibles à la date d'évaluation. Par marché actif pour un dérivé, il faut entendre un marché où des opérations sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour procurer de manière constante de l'information sur les cours. Nos instruments de niveau 1 se composent principalement de dérivés négociés en bourse et utilisés pour réduire le risque associé aux fluctuations du prix du pétrole brut.

Niveau 2

Le niveau 2 comprend des évaluations de dérivés établies au moyen de données directement ou indirectement observables, sauf les prix cotés inclus dans le niveau 1. Les dérivés de cette catégorie sont évalués au moyen de modèles ou d'autres techniques d'évaluation standards dans le secteur, techniques qui sont dérivées de données observables sur le marché. Ces techniques d'évaluation utilisent des données comme les prix cotés sur le marché à terme, la valeur temps, les facteurs de volatilité et les prix cotés par les courtiers qui peuvent être observés ou corroborés sur le marché pour toute la durée du dérivé. Les dérivés évalués au moyen des données de niveau 2 comprennent les dérivés cotés hors bourse comme les contrats de change à terme de gré à gré et les swaps de devises, les swaps de taux d'intérêt, les contrats à terme sur marchandises avec livraison physique, ainsi que des swaps et des options de marchandises pour lesquels il est possible d'obtenir des données observables.

Nous avons également classé la juste valeur du placement dans des actions privilégiées que nous détenons jusqu'à l'échéance et celle de notre dette à long terme dans le niveau 2. La juste valeur du placement que nous détenons dans des actions privilégiées jusqu'à l'échéance est essentiellement fonction du rendement de certaines des obligations du gouvernement du Canada. La juste valeur de notre dette à long terme est calculée selon les prix cotés sur le marché pour des instruments dont le rendement et l'échéance sont similaires et qui présentent un risque de crédit comparable.

Niveau 3

Le niveau 3 comprend des évaluations de dérivés basées sur des données qui sont moins observables, qui ne sont pas disponibles ou pour lesquelles les données observables ne permettent pas d'étayer en grande partie la juste valeur des dérivés. En général, les dérivés évalués au moyen des données de niveau 3 portent sur des opérations à plus longue échéance, qui sont conclues sur des marchés moins actifs ou à des endroits pour lesquels il est impossible d'obtenir de l'information sur le prix, ou à l'égard desquelles aucun prix coté par les courtiers n'a de force exécutoire pour justifier une classification de niveau 2. Nous avons élaboré des méthodes axées sur les normes du secteur pour établir la juste valeur de ces dérivés au moyen d'une extrapolation des prix et des taux futurs observables. Les dérivés évalués au moyen de données de niveau 3 se composent principalement de contrats dérivés à long terme sur l'électricité, le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel, de swaps de base, de swaps de marchandises et de swaps d'énergie. Nous ne détenons aucun autre instrument financier du niveau 3.

Nous utilisons les données les plus observables disponibles pour estimer la juste valeur de nos dérivés. Si possible, nous estimons la juste valeur de nos dérivés en nous appuyant sur des prix cotés sur le marché. En l'absence de prix cotés sur le marché, nous utilisons les estimations de courtiers indépendants. Nous utilisons des techniques d'évaluation standards pour calculer la juste valeur estimative des dérivés cotés hors bourse qui sont classés aux niveaux 2 et 3, y compris les flux de trésorerie actualisés pour les contrats à terme et les swaps. Les principales données que nous utilisons pour ces techniques d'évaluation comprennent les prix observables sur le marché (taux d'intérêt, taux de change, prix des marchandises et cours des actions), selon le type de dérivé et la nature du risque sous-jacent. Enfin, nous tenons compte de nos propres écarts de swaps sur défaillance de crédit et de ceux de nos contreparties pour estimer la juste valeur.

Nous avons classé nos actifs et passifs dérivés évalués à la juste valeur comme suit :

	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
30 septembre 2020				
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	56	—	56
Contrats sur marchandises	16	47	96	159
	16	103	96	215
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	226	—	226
Contrats de taux d'intérêt	—	8	—	8
Contrats sur marchandises	13	47	6	66
	13	281	6	300
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(383)	—	(383)
Contrats de taux d'intérêt	—	(172)	—	(172)
Contrats sur marchandises	(16)	(28)	(116)	(160)
Autres contrats	—	(2)	—	(2)
	(16)	(585)	(116)	(717)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(1 140)	—	(1 140)
Contrats de taux d'intérêt	—	(589)	—	(589)
Contrats sur marchandises	(11)	(19)	(50)	(80)
Autres contrats	—	(9)	—	(9)
	(11)	(1 757)	(50)	(1 818)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(1 241)	—	(1 241)
Contrats de taux d'intérêt	—	(753)	—	(753)
Contrats sur marchandises	2	47	(64)	(15)
Autres contrats	—	(11)	—	(11)
	2	(1 958)	(64)	(2 020)

31 décembre 2019	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total brut des instruments dérivés
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Actifs financiers				
Actifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	161	—	161
Contrats de taux d'intérêt	—	33	130	163
Contrats sur marchandises	—	4	—	4
	—	198	130	328
Actifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	81	—	81
Contrats sur marchandises	—	12	5	17
Autres contrats	—	3	—	3
	—	96	5	101
Passifs financiers				
Passifs dérivés à court terme				
Contrats de change	—	(410)	—	(410)
Contrats de taux d'intérêt	—	(353)	—	(353)
Contrats sur marchandises	(5)	(23)	(145)	(173)
	(5)	(786)	(145)	(936)
Passifs dérivés à long terme				
Contrats de change	—	(934)	—	(934)
Contrats de taux d'intérêt	—	(181)	—	(181)
Contrats sur marchandises	—	(6)	(59)	(65)
	—	(1 121)	(59)	(1 180)
Total des actifs (passifs) financiers, montant net				
Contrats de change	—	(1 102)	—	(1 102)
Contrats de taux d'intérêt	—	(534)	—	(534)
Contrats sur marchandises	(5)	16	(69)	(58)
Autres contrats	—	7	—	7
	(5)	(1 613)	(69)	(1 687)

Le tableau qui suit présente les données non observables importantes qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés du niveau 3 :

30 septembre 2020	Juste valeur	Données non observables	Prix minimum	Prix maximum	Prix moyen pondéré	Unité de mesure
<i>(juste valeur en millions de dollars canadiens)</i>						
Contrats sur marchandises – financiers ¹						
Gaz naturel	(5)	Prix à terme du gaz	2,00	5,51	3,53	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	13	Prix à terme du brut	24,11	54,70	39,72	dollars par baril
Électricité	(49)	Prix à terme de l'électricité	21,76	65,93	53,79	dollars par MWh
Contrats sur marchandises – avec livraison physique ¹						
Gaz naturel	4	Prix à terme du gaz	1,04	6,77	3,52	dollars par MBTU ²
Pétrole brut	(29)	Prix à terme du brut	35,01	57,60	42,50	dollars par baril
LGN	2	Prix à terme des LGN	0,26	1,32	0,61	dollars par gallon
	(64)					

1 Les contrats à terme sur marchandises financiers et avec livraison physique sont évalués au moyen d'une méthode d'évaluation axée sur le marché.

2 Un million de British Thermal Units (« MBTU »).

En cas d'ajustement, les principales données non observables présentées dans le tableau qui précède auraient une incidence directe sur la juste valeur de nos instruments dérivés de niveau 3. Les principales données non observables qui ont servi à l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés de niveau 3 comprennent les prix à terme des marchandises. Des variations des prix à terme des marchandises pourraient entraîner des écarts importants entre les justes valeurs de nos instruments dérivés du niveau 3.

Les variations de la juste valeur nette des actifs et des passifs dérivés classée dans le niveau 3 dans la hiérarchie des justes valeurs ont été comme suit :

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 au début de la période	(69)	(11)
Total des gains (pertes) non réalisés		
Compris dans le résultat ¹	(40)	67
Compris dans les autres éléments du résultat global	7	(22)
Règlements	38	(98)
Montant net des passifs dérivés de niveau 3 à la fin de la période	(64)	(64)

¹ Comptabilisés au poste « Transport et autres services » dans les produits et aux postes « Coûts des marchandises » et « Exploitation et administration » dans les charges aux états consolidés des résultats.

Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, il n'y avait eu aucun transfert dans le niveau 3.

JUSTE VALEUR D'AUTRES INSTRUMENTS FINANCIERS

Certains placements à long terme dans d'autres entités qui n'ont pas de prix cotés sur un marché actif sont classés comme des placements évalués à la juste valeur et comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur. La valeur comptable des placements évalués à la juste valeur totalisait 56 M\$ et 99 M\$, respectivement, au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019.

Deux de nos satellites, soit SESH et Steckman, sont comptabilisés à leurs justes valeurs estimatives respectives de 87 M\$ et 96 M\$ au 30 septembre 2020 en raison de pertes de valeur durables constatées durant la période considérée (note 9). Les justes valeurs sont déterminées d'après un modèle de flux de trésorerie actualisés reposant sur des données non observables sur le marché, ce qui en fait des évaluations de niveau 3. Un coût du capital moyen pondéré de 8 % et un taux de croissance à long terme des produits de 0,5 % ont été présumés dans l'estimation de la juste valeur de SESH, tandis qu'un coût du capital moyen pondéré de 9 % et un taux de croissance à long terme des produits de 1 % ont été présumés dans l'estimation de la juste valeur de Steckman.

Nous avons des investissements à long terme soumis à restrictions détenus en fiducie totalisant 527 M\$ et 434 M\$, respectivement, au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019 qui sont comptabilisés à leur juste valeur.

Nous détenons un placement dans des actions privilégiées détenu jusqu'à l'échéance que nous comptabilisons à son coût amorti de 566 M\$ et de 580 M\$, respectivement, au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019. Ces actions privilégiées donnent droit à un dividende privilégié cumulatif fondé sur le rendement des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans, majoré de 4,38 %.

Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, respectivement, la juste valeur de ce placement dans des actions privilégiées s'établissait à 566 M\$ et à 580 M\$.

Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, la valeur comptable de notre dette à long terme était respectivement de 66,9 G\$ et de 64,4 G\$, avant les frais d'émission de la dette, et sa juste valeur était respectivement de 74,1 G\$ et de 70,5 G\$.

Nous avons des billets à recevoir à long terme constatés à leur valeur comptable et comptabilisés au poste « Montants reportés et autres actifs » des états consolidés de la situation financière. Au 30 septembre 2020 et au 31 décembre 2019, les billets à recevoir à long terme avaient une valeur comptable respective de 1,1 G\$ et de 1,0 G\$, ce qui avoisine leur juste valeur.

La juste valeur des actifs et passifs financiers, exception faite des instruments dérivés, des placements à long terme, des placements à long terme soumis à restrictions, de la dette à long terme et des billets à recevoir à long terme décrits ci-dessus, avoisine leur valeur comptable étant donné la courte période à courir jusqu'à l'échéance.

COUVERTURES D'INVESTISSEMENT NET

Nous désignons actuellement une partie de notre dette libellée en dollars américains, ainsi qu'un portefeuille de contrats de change à terme au cours de périodes antérieures, en tant que couverture d'investissement net pour les investissements et les filiales libellés en dollars américains.

Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019, nous avons constaté une perte de change non réalisée de 226 M\$ et un gain de 166 M\$, respectivement, à la conversion de la dette libellée en dollars américains, et un gain non réalisé de 13 M\$ et un gain de 1 M\$, respectivement, sur la variation de la juste valeur de nos contrats de change à terme en vigueur dans les autres éléments du résultat global. Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019, nous avons constaté dans les autres éléments du résultat global des pertes de 15 M\$ et de néant, respectivement, relativement au règlement des contrats de change à terme, ainsi que des pertes réalisées de néant, relativement au règlement de la dette libellée en dollars américains, instruments qui étaient arrivés à échéance durant la période.

11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 30 septembre 2020 et 2019 étaient respectivement de 17,3 % et de 19,4 %. Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019, ils étaient respectivement de 15,3 % et de 20,6 %.

La variation des taux d'imposition effectifs d'une période à l'autre s'explique par l'incidence de la comptabilisation des impôts relatifs aux tarifs réglementés et par l'avantage découlant des écarts de taux d'imposition étrangers en partie annulé par la hausse de l'impôt minimum aux États-Unis en lien avec la variation du bénéfice d'une période à l'autre.

12. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Coût des services	50	50	150	152
Coût financier	44	51	131	152
Rendement prévu des actifs des régimes	(90)	(84)	(270)	(252)
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés	9	7	28	22
Coûts nets des prestations pour la période	13	24	39	74

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons engagé des coûts de séparation de 236 M\$ dans le cadre de notre programme de réduction volontaire de la main-d'œuvre. Les coûts de séparation sont comptabilisés au poste « Exploitation et administration » des états consolidés des résultats.

13. ÉVENTUALITÉS

Nos filiales et nous faisons l'objet de diverses poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire qui se produisent dans le cours normal des activités, notamment des interventions dans le cadre des instances réglementaires ainsi que des contestations des approbations réglementaires et des permis. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions significatives sur notre situation financière consolidée intermédiaire ni sur nos résultats d'exploitation consolidés intermédiaires.

QUESTIONS FISCALES

Nos filiales et nous conservons des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, à notre avis, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et éventuellement ne pas prévaloir.

RUBRIQUE 2. RAPPORT DE GESTION

INTRODUCTION

Le rapport de gestion qui suit est fondé sur nos états financiers consolidés intermédiaires et les notes y afférentes figurant à la partie I, rubrique 1, *États financiers*, du présent rapport trimestriel sur formulaire 10-Q et de notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 et il doit être lu en parallèle avec ceux-ci.

À la fin du deuxième trimestre de 2019, nous nous sommes qualifiés à titre d'émetteur privé étranger aux fins de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (l'« *Exchange Act* »). Nous avons l'intention de continuer de déposer les rapports annuels sur formulaire 10-K, les rapports trimestriels sur formulaire 10-Q et les rapports courants sur formulaire 8-K auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis plutôt que de soumettre les formulaires de déclaration à la disposition des émetteurs privés étrangers. Nous avons de plus l'intention de continuer de déposer nos déclarations d'enregistrement sur formulaire S-3.

FAITS NOUVEAUX

PANDÉMIE DE COVID-19, REcul DE LA DEMANDE DE PÉTROLE BRUT ET PRIX DES MARCHANDISES

La pandémie de COVID-19 et les mesures d'urgence adoptées par les gouvernements du Canada, des États-Unis et dans le monde entier ont grandement perturbé les activités de nombreuses entreprises. Le ralentissement marqué des économies canadiennes, américaines et mondiales a engendré une volatilité accrue sur les marchés financiers à l'échelle mondiale et une réduction de la demande de certaines marchandises. Bien que divers producteurs mondiaux, notamment de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole et d'autres nations productrices de pétrole (« OPEP+ »), aient conclu des accords visant à réduire la production de pétrole brut aux deuxième et troisième trimestres de 2020, les pressions à la baisse sur les prix persistent. Compte tenu des inquiétudes quant aux stocks de pétrole brut, il pourrait en être ainsi pour un avenir prévisible. De ce fait, les prix du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et d'autres marchandises dont les prix sont étroitement liés au pétrole brut ont diminué et demeurent volatils.

Nous avons pris des mesures préventives pour livrer l'énergie de façon fiable et sécuritaire durant la pandémie de COVID-19. Nous avons demandé à notre équipe de gestion de crise de se concentrer sur plusieurs priorités, notamment : i) la santé et la sécurité de nos employés et du public; ii) la fiabilité opérationnelle de nos installations afin de servir nos clients et nos marchés; iii) la détermination du personnel et des procédures essentiels; et iv) une communication et des échanges accrus avec les parties prenantes, y compris des mises à jour à notre conseil d'administration. Nous suivons les recommandations des autorités de santé publique et des experts médicaux et avons pris des mesures pour que nos employés ne soient pas exposés à la propagation de COVID-19, y compris, là où c'est possible, les plans de travail à domicile adoptés en mars 2020 et la mise en place de plans de continuité des activités pour maintenir l'intégrité de notre exploitation et protéger la santé des employés des centres de commande des pipelines et des centres de services ainsi que des représentants sur le terrain et du personnel assumant d'autres fonctions essentielles.

En ce qui concerne l'exploitation sécuritaire de nos installations, nous avons toujours recours à tous les processus et procédures de sécurité dans le cours normal des activités. Nos plans de continuité des activités sont conçus pour nous permettre de gérer les faits nouveaux sur le plan opérationnel découlant de la COVID-19 à mesure qu'ils se produisent. Nous offrons un service essentiel à l'échelle de l'Amérique du Nord. Nos clients et les collectivités où nous sommes présents dépendent de nous pour leur fournir en toute sécurité et avec fiabilité l'énergie dont ils ont besoin pour chauffer leurs foyers et répondre à leurs besoins en combustible.

La pandémie de COVID-19 a eu de profondes incidences sur les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous continuons d'apporter notre soutien aux collectivités en leur avançant des fonds pour réagir à la pandémie et aider la population vulnérable. Les équipes dans nos régions d'exploitation travaillent étroitement avec nos partenaires communautaires à but non lucratif, nos voisins autochtones et tribaux les plus proches ainsi que les administrations locales pour déterminer là où les ressources sont les plus nécessaires.

La pandémie de COVID-19, la baisse de la demande de pétrole brut et le recul des prix des marchandises présentent des risques latents nouveaux ou accrus pour notre entreprise. Vers la fin mars, les incidences sur nos approvisionnements et la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés sur nos pipelines sont devenues apparentes. De nombreux expéditeurs utilisant nos pipelines de pétrole brut ont réagi à la contraction marquée de la demande causée par la pandémie de COVID-19, à la baisse des capacités de stockage et d'utilisation de raffineries, et au recul des prix des marchandises en réduisant les volumes à compter du deuxième trimestre de 2020. Au troisième trimestre de 2020, les volumes sur le réseau principal ont commencé à reprendre légèrement pour s'accroître d'environ 115 milliers de barils par jour (« kb/j ») comparativement au trimestre précédent. Pour le reste de 2020, nous prévoyons un redressement soutenu mais graduel de la demande alors que l'activité économique reprend en Amérique du Nord. Ces perspectives s'appuient sur l'hypothèse que les raffineries en exploitation sur les marchés de base de notre réseau principal (c.-à-d. le Midwest américain, l'est du Canada et la côte américaine du golfe du Mexique) continueront de voir leurs niveaux d'utilisation augmenter en raison de leur envergure, de leur complexité et de leur avantage concurrentiel sur le plan des coûts. Nous nous attendons toujours à ce que les volumes du réseau principal soient sous-utilisés de 100 à 300 kb/j au quatrième trimestre de 2020 et qu'ils retournent à une pleine utilisation en 2021. Pour chaque augmentation ou diminution de volume de 100 kb/j sur notre réseau principal, nos produits, déduction faite des économies sur l'énergie, devraient enregistrer une augmentation ou une diminution d'environ 35 M\$ par trimestre.

Au sein du secteur intermédiaire aux États-Unis, notre satellite DCP Midstream, LP a réagi à la forte baisse des prix des marchandises en réduisant de 50 % les distributions qu'il nous verse (à compter des distributions du premier trimestre versées en mai 2020), ce qui a contribué à réduire légèrement nos flux de trésorerie. Comme autre conséquence de la baisse radicale des prix des marchandises, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 1,7 G\$ de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans DCP Midstream au premier trimestre de 2020, d'après la baisse du cours des parts de DCP Midstream, LP négociées sur le marché au 31 mars 2020.

De plus, ces circonstances ont entraîné la détérioration du profil de crédit de certains de nos clients et fournisseurs. Jusqu'à maintenant, aucun de nos clients ou fournisseurs n'a été en situation de défaut important; toutefois, nous continuerons de surveiller ce risque et prendrons des mesures d'atténuation au besoin.

La situation entourant la pandémie de COVID-19, le repli de la demande de pétrole brut et le recul des prix des marchandises évoluent, et notre évaluation des risques est présentée à la partie II, rubrique 1A – *Facteurs de risque*.

Bien qu'il soit difficile, pour l'heure, d'évaluer la durée et la gravité de cette contraction de la demande d'énergie, nous avons mené à bien plusieurs mesures pour renforcer notre résilience et nous positionner en vue de l'avenir, tout en faisant de la sécurité et de la fiabilité de nos activités notre priorité. Nous avons pris des mesures pour réduire les charges d'exploitation d'environ 300 M\$ en 2020, notamment par une diminution de la rémunération des employés et du conseil d'administration, un programme de réduction volontaire de l'effectif et des économies sur la chaîne d'approvisionnement. Nous avons également conclu la vente d'actifs totalisant 0,4 G\$ et augmenté nos liquidités disponibles pour les faire passer à plus de 14 G\$. Nous faisons face à un ralentissement naturel des dépenses en immobilisations en 2020 en raison de la COVID-19 et des mesures en matière de santé et de sécurité adoptées par les gouvernements à l'échelle fédérale et régionale. Nous sommes d'avis que les facteurs qui suivent illustrent également la résilience de notre modèle d'entreprise à faible risque :

- nos actifs sont hautement concentrés et sont soutenus commercialement par des contrats d'achat ferme à long terme et des accords fondés sur le coût du service;
- près de 95 % de nos produits d'exploitation au cours des neuf premiers mois de 2020 provenaient de sociétés de premier ordre ou de clients présentant un risque plus élevé ayant fourni un rehaussement de crédit;
- l'acquisition de Spectra Energy en 2017 nous a assuré une meilleure diversification dans le secteur du gaz naturel assortie de structures commerciales à faible risque; à l'heure actuelle, nous bénéficions de près de 40 sources distinctes de flux de trésorerie qui varient selon la région et les catégories de clients;
- notre solide bilan qui affiche des liquidités nettes disponibles de plus de 14 G\$, ce qui nous permet de financer tous nos projets d'investissement et de respecter les échéances de remboursement de la dette jusqu'en 2021 sans recourir aux marchés des capitaux;
- la perte de flux de trésorerie qui pourrait résulter directement de risques liés aux prix sur le marché est limitée au moyen d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme.

Nous continuerons à surveiller activement notre secteur d'activité, et nous pourrions prendre d'autres mesures que nous jugeons dans l'intérêt fondamental d'Enbridge, de nos employés, clients, partenaires et intervenants ou que pourraient exiger les autorités fédérales, étatiques ou provinciales. Pour l'instant, étant donné les nombreuses questions en suspens relatives à la durée et à l'ampleur de la pandémie de COVID-19 ainsi qu'à la faiblesse actuelle des prix des marchandises, il nous est impossible d'évaluer avec certitude l'incidence que ces facteurs auront sur nous; toutefois, il est possible qu'ils continuent d'avoir une incidence défavorable sur nos activités et nos résultats d'exploitation.

CONTRATS VISANT LE RÉSEAU PRINCIPAL

Le 19 décembre 2019, nous avons présenté à la Régie de l'énergie du Canada (la « Régie ») une demande au sujet de la mise en œuvre de contrats visant notre réseau principal. La demande portant sur le service souscrit et le service non souscrit comprenait les modalités, conditions et droits connexes pour chaque service qui serait offert dans le cadre d'un appel de soumissions à la suite de l'approbation par la Régie.

Le 24 février 2020, la Régie a publié un avis d'audience publique décrivant les modalités de participation à l'audience ainsi que la liste des questions à examiner dans le cadre de l'audience. En mars 2020, un groupe d'intervenants éventuels a déposé auprès de la Régie des lettres demandant que la Régie reporte l'établissement des dates des audiences liées au dépôt de l'offre de contrats pour notre réseau principal. Par la suite, la Régie a publié une lettre sollicitant des commentaires sur le report possible des audiences.

Nous avons déposé notre réponse auprès de la Régie le 1^{er} mai 2020. Le 19 mai 2020, la Régie a annoncé que le processus réglementaire visant notre proposition de contrats de services de transport sur notre réseau principal se déroulera en une seule étape pour tenir compte des défis posés par la COVID-19 ainsi que du mandat de la Régie de régler ce processus avec célérité.

Le processus de réglementation suit son cours, et nous nous attendons à ce qu'une audience ait lieu après avril 2021, bien qu'aucune date d'audience n'ait encore été fixée. Si un accord de remplacement n'est pas conclu d'ici le 30 juin 2021, il est prévu que les droits en vertu de l'entente de tarification concurrentielle soient maintenus provisoirement.

DÉMARCHES RELATIVES AUX TARIFS – TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

Texas Eastern

Le 25 février 2020, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») a approuvé le règlement non contesté du dossier tarifaire de Texas Eastern à l'issue d'un accord avec les clients. Au premier trimestre de 2020, Texas Eastern a commencé à comptabiliser dans ses résultats d'exploitation les tarifs visés par le règlement de façon rétroactive au 1^{er} juin 2019 et a mis en vigueur ces tarifs le 1^{er} avril 2020.

Algonquin

Le 2 juillet 2020, Algonquin Gas Transmission, LLC (« Algonquin ») a obtenu de la FERC l'approbation du règlement non contesté du dossier tarifaire à l'issue d'un accord avec les clients. Au troisième trimestre de 2020, Algonquin a constaté dans ses résultats d'exploitation les tarifs visés par le règlement de façon rétroactive au 1^{er} juin 2020 et a mis en vigueur ces tarifs le 1^{er} septembre 2020.

BC Pipeline

En juillet 2020, la Régie a approuvé l'entente de règlement tarifaire de 2020-2021 avec les expéditeurs de BC Pipeline de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast »). À la suite de l'approbation de l'entente de règlement, Westcoast a présenté une requête à la Régie pour que les tarifs provisoires deviennent définitifs, y compris les tarifs provisoires pour la période du 1^{er} janvier 2020 au 31 mars 2020 ainsi que les tarifs provisoires révisés entrant en vigueur le 1^{er} avril 2020, et cette requête a été approuvée le 12 août 2020.

East Tennessee, Maritimes & Northeast et Alliance Pipeline

Au deuxième trimestre de 2020, des dossiers tarifaires ont été déposés pour East Tennessee Natural Gas, LLC et les tronçons américains du pipeline Alliance et du pipeline Maritimes & Northeast; les discussions sur le règlement avec les clients ont été entamées au quatrième trimestre de 2020.

REQUÊTES TARIFAIRES – DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

Requête tarifaire de 2020

Les requêtes tarifaires d'Enbridge Gas sont déposées en deux phases. Aux termes de la décision et de l'ordonnance rendues par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») en décembre 2019, la phase 1 de la requête tarifaire pour 2020, à l'exclusion du financement d'investissements de capitaux supplémentaires distincts pour 2020 requis au moyen du mécanisme de module de capitaux supplémentaires (« MCS »), a été approuvée le 1^{er} janvier 2020. Aux termes d'une ordonnance subséquente de la CEO émise le 11 juin 2020, la phase 2 de la requête tarifaire pour 2020, y compris les montants requis au moyen du MCS pour 2020, a été approuvée pour une entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2020, et les tarifs provisoires en vigueur du 1^{er} janvier 2020 au 30 septembre 2020 sont devenus définitifs. La requête tarifaire de 2020, qui vise la deuxième année d'une période de cinq ans, a été déposée conformément aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondés sur un modèle de réglementation incitative (« RI ») et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvés par la CEO pour Enbridge Gas.

Requête tarifaire de 2021

Le 30 juin 2020, Enbridge Gas a déposé la phase 1 d'une requête auprès de la CEO pour l'établissement des tarifs de 2021. La requête tarifaire de 2021 a été déposée conformément aux paramètres du mécanisme d'établissement des tarifs fondés sur un modèle de RI et prévoyant le plafonnement des tarifs approuvés par la CEO pour Enbridge Gas, et elle vise la troisième année d'une période de cinq ans. Le 6 octobre 2020, Enbridge Gas a déposé auprès de la CEO une proposition de règlement pour la phase 1 et un projet d'ordonnances tarifaires provisoires. Une décision au sujet de la phase 1 de la requête d'Enbridge Gas est attendue au quatrième trimestre de 2020. La phase 2 de la requête, portant sur les exigences de financement au titre du MCS pour 2021, a été déposée le 15 octobre 2020.

MISE À JOUR SUR LE FINANCEMENT

Le 20 février 2020, nous avons émis sur les marchés des capitaux d'emprunt des États-Unis 750 M\$ US d'obligations à taux variable à deux ans. Par ailleurs, le 1^{er} avril 2020, Enbridge Gas a réalisé sur les marchés des capitaux canadiens un placement en deux tranches de billets à échéance de 10 ans et de 30 ans d'un montant de 1,2 G\$. Le 12 mai 2020, nous avons émis sur les marchés des capitaux canadiens un placement en deux tranches de billets à échéance de cinq ans et de sept ans d'un montant de 1,3 G\$. Le 8 juillet 2020, nous avons émis sur les marchés des capitaux d'emprunt des États-Unis des billets subordonnés hybrides à échéance de 60 ans d'un montant supplémentaire de 1,0 G\$ US. Grâce à ces activités sur les marchés des capitaux, nous avons achevé notre plan de financement de la dette pour 2020 et solidifié notre situation financière.

En février 2020, nous avons conclu trois nouvelles facilités de crédit non renouvelables totalisant 1,5 G\$ US. Le 31 mars 2020, nous avons établi une nouvelle facilité de crédit consortiale renouvelable d'une durée de un an et d'un montant de 1,7 G\$. Le 9 avril 2020, nous avons haussé le montant de notre nouvelle facilité de crédit de 1,3 G\$ pour en porter le montant total à 3,0 G\$, ce qui accroît grandement les liquidités à notre disposition.

En juillet 2020, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogeables de 364 jours, y compris une provision désactivante d'un an.

Le 1^{er} octobre 2020, nous avons réalisé un placement privé de billets de premier rang échéant dans 20 ans d'un montant de 300 M\$ US pour Texas Eastern et nous avons racheté par anticipation des billets de premier rang d'un montant de 300 M\$ US dont l'échéance initiale était décembre 2020.

Ces activités de financement, cumulées aux activités de monétisation d'actifs décrites ci-après, procurent des liquidités importantes et nous permettront de financer notre portefeuille actuel de projets d'investissement sans devoir recourir aux marchés des capitaux d'ici la fin de 2021, si l'accès aux marchés est limité ou si les prix sont peu attrayants. Voir la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

MONÉTISATION D'ACTIFS

Ozark Gas Transmission et Ozark Gas Gathering

Le 1^{er} avril 2020, nous avons conclu la vente des actifs d'Ozark pour un produit au comptant d'environ 63 M\$.

Ligne de raccordement Montana-Alberta

Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu la vente de nos actifs de transport de la LRMA pour un produit au comptant d'environ 189 M\$.

Éolien Maritime France SAS

Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu une entente visant la vente de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans Éolien Maritime France SAS (« EMF ») à l'Office d'investissement du Régime de pensions du Canada (« Investissements RPC ») pour un produit initial excédant 100 M\$. Investissements RPC financera toutes les dépenses d'aménagement futures courantes à hauteur de sa participation de 49 %. La clôture de la transaction est assujettie aux approbations réglementaires habituelles et devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2020. Se reporter aux rubriques *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial – Production d'énergie renouvelable* et *Annonce d'autres projets en cours d'aménagement*.

CONSTRUCTION DU PROJET ÉOLIEN EXTRACÔTIER DE FÉCAMP

Le 2 juin 2020, nous avons annoncé le début des travaux de construction dans le cadre du projet éolien extracôtier de Fécamp ainsi que le parachèvement des conventions de financement du projet. Ce projet éolien extracôtier, notre deuxième en France, comportera 71 éoliennes qui devraient produire près de 500 MW d'électricité. Se reporter à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial – Production d'énergie renouvelable*.

PROJETS D'ÉNERGIE SOLAIRE AUTONOME

Station de compression de Lambertville

En octobre 2020, nous avons annoncé l'achèvement de l'aménagement et de la construction de la première centrale solaire aux États-Unis conçue pour alimenter directement une station de compression d'un gazoduc interétatique. La centrale d'énergie solaire de 2,25 MW située dans le comté de West Amwell, au New Jersey, fournira de l'énergie solaire à la station de compression de Lambertville de Texas Eastern.

Alberta Solar One

En octobre 2020, nous avons annoncé le début de la construction de notre première centrale d'énergie solaire en Alberta. La centrale d'énergie solaire d'une capacité de 10,5 MW située près de Burdett, en Alberta, fournira de l'énergie solaire permettant de combler une partie des besoins en énergie de notre réseau principal au Canada. L'exploitation commerciale de la centrale est prévue pour le premier trimestre de 2021.

REMISE EN SERVICE DU PIPELINE TEXAS EASTERN

Le 4 mai 2020, une rupture est survenue sur la canalisation 10, une conduite de gaz naturel de 30 pouces qui fait partie du réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern dans le comté de Fleming, au Kentucky. On n'a rapporté aucun blessé et aucune structure n'a été endommagée par suite de cette rupture. Nous avons levé les restrictions relatives à la pression pour le service vers l'est du réseau Texas Eastern, à temps pour la saison hivernale, après avoir achevé les travaux liés à l'intégrité. Nous continuons d'accorder la priorité à notre programme d'intégrité du secteur Transport de gaz, et nous prévoyons le rétablissement du service vers le sud au cours du prochain mois. Le réseau pipelinier de gaz naturel Texas Eastern, d'une longueur d'environ 1 700 milles, relie la côte du golfe du Mexique au Texas et en Louisiane et les États de l'Ohio, de la Pennsylvanie, du New Jersey et de New York.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre	2019	neuf mois closes les	30 septembre
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>				
Bénéfice (perte) sectoriel avant intérêts, impôts et amortissement				
Oléoducs	2 090	1 646	5 280	5 710
Transport de gaz et services intermédiaires	334	772	230	2 733
Distribution et stockage de gaz	298	252	1 285	1 304
Production d'énergie renouvelable	93	82	376	300
Services énergétiques	(34)	91	(12)	318
Éliminations et divers	207	(40)	(498)	315
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	2 988	2 803	6 661	10 680
Amortissement	(935)	(844)	(2 766)	(2 526)
Charge d'intérêts	(718)	(644)	(2 105)	(1 966)
Charge d'impôts	(231)	(255)	(273)	(1 275)
Bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(20)	(15)	(25)	(50)
Dividendes sur les actions privilégiées	(94)	(96)	(284)	(287)
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	990	949	1 208	4 576
Bénéfice par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,49	0,47	0,60	2,27
Résultat dilué par action ordinaire attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,49	0,47	0,60	2,27

BÉNÉFICE ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été avantagé de 204 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement attribuables à ce qui suit :

- un gain hors trésorerie non réalisé lié à la juste valeur d'instruments dérivés de 569 M\$ (427 M\$ après impôts) en 2020, comparativement à une perte de 170 M\$ (130 M\$ après impôts) en 2019, ce qui reflète les variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- l'absence en 2020 d'une perte de 62 M\$ (47 M\$ après impôts) en 2019 liée aux pertes de valeur d'actifs et de l'écart d'acquisition de notre satellite, DCP Midstream;
- l'absence en 2020 d'une perte de 105 M\$ (79 M\$ après impôts) en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet pipelinier d'accès vers le nord-est.

Les facteurs susmentionnés ont été en partie annulés par une perte cumulée de 615 M\$ (452 M\$ après impôts) en 2020 attribuable à la perte de valeur comptable de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans SESH et Steckman; se reporter à la partie I, rubrique 1, *États financiers – note 9 – Perte de valeur des satellites*.

Les gains et les pertes hors trésorerie non réalisés liés à la juste valeur d'instruments dérivés dont il est question plus haut découlent généralement d'un programme exhaustif de couverture économique à long terme destiné à atténuer les risques de change et les risques liés aux prix des marchandises. Ce programme est source de volatilité pour les résultats à court terme déclarés du fait de la comptabilisation de gains et de pertes hors trésorerie non réalisés sur les instruments financiers dérivés servant à couvrir ces risques. À long terme, nous estimons que notre programme de couverture soutiendra la croissance fiable des flux de trésorerie et des dividendes sur laquelle repose notre proposition de valeur aux investisseurs.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 163 M\$ de la diminution du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est principalement imputable aux importants facteurs commerciaux suivants :

- le recul du bénéfice du secteur Services énergétiques en raison de la compression marquée des différentiels d'emplacement et de qualité sur certains marchés ainsi que des possibilités réduites de dégager des marges bénéficiaires sur les services de transport pour les installations à l'égard desquelles les Services énergétiques ont des obligations de capacité;
- le recul du bénéfice du secteur Oléoducs en raison d'une baisse des débits découlant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes;
- l'absence de bénéfice en 2020 des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel, qui ont été vendues le 31 décembre 2019;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison de la mise en service de nouveaux actifs en 2019 et au premier semestre de 2020, principalement le programme de remplacement de la canalisation 3 (« L3R ») au Canada.

Les facteurs commerciaux ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs positifs suivants :

- l'apport plus important du secteur Oléoducs en raison de l'augmentation des droits repères du tarif international conjoint (« TIC »);
- la hausse du bénéfice du secteur Distribution et stockage de gaz en raison de l'accroissement des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle;
- la hausse du bénéfice du secteur Transport de gaz et services intermédiaires attribuable aux tarifs majorés pour Texas Eastern et Algonquin découlant des règlements tarifaires de 2020;
- l'accroissement du bénéfice des nouveaux actifs des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Production d'énergie renouvelable mis en service en 2019 et au premier semestre de 2020;
- le recul des charges d'exploitation et d'administration en 2020 en raison de mesures d'atténuation des coûts.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été désavantagé d'un montant de 3,0 G\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- une perte cumulée de 2,1 G\$ (1,6 G\$ après impôts) liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans DCP Midstream découlant d'une perte de 1,7 G\$ (1,3 G\$ après impôts) attribuable à la perte de valeur comptable de notre participation et d'une perte de 324 M\$ (244 M\$ après impôts) en 2020 comparativement à 62 M\$ (47 M\$ après impôts) en 2019 attribuable à d'autres pertes de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition; se reporter à la partie I, rubrique 1, *États financiers – note 9 – Perte de valeur des satellites*;
- une perte cumulée de 615 M\$ (452 M\$ après impôts) en 2020 attribuable à la perte de valeur comptable de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans SESH et Steckman; se reporter à la partie I, rubrique 1, *États financiers – note 9 – Perte de valeur des satellites*;
- une perte hors trésorerie non réalisée de 201 M\$ (151 M\$ après impôts) liée à la juste valeur d'instruments dérivés en 2020, comparativement à un gain de 854 M\$ (626 M\$ après impôts) en 2019, ce qui reflète les variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- une perte de 159 M\$ (119 M\$ après impôts) en 2020 attribuable au règlement tarifaire de Texas Eastern en février 2020 qui a rétabli le passif réglementaire au titre de l'excédent du cumul des passifs d'impôts reportés (« ECPIR ») précédemment éliminé en décembre 2018;
- des coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 318 M\$ (240 M\$ après impôts) en 2020, comparativement à 88 M\$ (78 M\$ après impôts) en 2019, liés principalement à notre programme de réduction volontaire de l'effectif proposé au deuxième trimestre de 2020.

Les facteurs susmentionnés ont été en partie annulés en 2020 par l'absence d'une perte de 105 M\$ (79 M\$ après impôts) subie en 2019 en raison de la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet pipelinier d'accès vers le nord-est.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 351 M\$ de la diminution du bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- le recul du bénéfice du secteur Services énergétiques en raison de la compression marquée des différentiels d'emplacement et de qualité sur certains marchés ainsi que des possibilités réduites de dégager des marges bénéficiaires sur les services de transport pour les installations à l'égard desquelles la société a des obligations de capacité;
- la baisse du bénéfice du secteur Distribution et stockage de gaz imputable aux températures plus élevées dans nos secteurs de franchise;
- l'absence de bénéfice en 2020 des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel, qui ont été vendues le 31 décembre 2019;
- la hausse de la charge d'amortissement en raison de la mise en service de nouveaux actifs en 2019 et au premier semestre de 2020, principalement le programme L3R au Canada.

Les facteurs commerciaux ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs positifs suivants :

- l'apport plus important du secteur Oléoducs en raison de l'augmentation des droits repères du TIC;
- la hausse du bénéfice du secteur Transport de gaz et services intermédiaires attribuable aux tarifs majorés pour Texas Eastern et Algonquin découlant des règlements tarifaires de 2020;
- l'accroissement du bénéfice des nouveaux actifs des secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Production d'énergie renouvelable mis en service en 2019 et au premier semestre de 2020;
- le recul des charges d'exploitation et d'administration en 2020 en raison de mesures d'atténuation des coûts;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change moyen supérieur du dollar canadien par rapport au dollar américain (« taux de change moyen ») de 1,35 \$ en 2020 comparativement à 1,33 \$ en 2019.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OLÉODUCS

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2020	2019	30 septembre 2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	2 090	1 646	5 280	5 710

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été avantagé de 538 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement un gain hors trésorerie non réalisé de 360 M\$ en 2020, comparativement à une perte de 180 M\$ en 2019, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 94 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la baisse du débit du réseau principal hors Gretna de 2 555 kb/j en 2020 comparativement à 2 714 kb/j en 2019 en raison de la demande réduite découlant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes;
- la réduction du débit du réseau pipelinier Bakken et du réseau de pétrole brut Seaway attribuable à la dégradation des prix du pétrole brut et à l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes.

Les facteurs commerciaux ci-dessus ont été en partie annulés par les facteurs positifs suivants :

- l'augmentation des droits repères du TIC sur notre réseau principal à 4,27 \$ US en 2020 comparativement à 4,21 \$ US en 2019;
- l'apport du programme L3R au Canada mis en service le 1^{er} décembre 2019 assorti de droits supplémentaires provisoires de 0,20 \$ US le baril sur les volumes expédiés sur le réseau principal au titre des droits repères du TIC;
- la hausse du débit et le recouvrement des produits sur les volumes engagés mais non expédiés sur le pipeline Flanagan Sud.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 504 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement une perte hors trésorerie non réalisée de 90 M\$ en 2020, comparativement à un gain de 390 M\$ en 2019, ce qui reflète le montant net des gains et des pertes liés à la juste valeur découlant des variations de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 74 M\$ de l'augmentation découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'augmentation des droits repères du TIC sur notre réseau principal à 4,23 \$ US en 2020 comparativement à 4,17 \$ US en 2019;
- l'apport du programme L3R au Canada mis en service le 1^{er} décembre 2019 assorti de droits supplémentaires provisoires de 0,20 \$ US le baril sur les volumes expédiés sur le réseau principal au titre des droits repères du TIC;
- la hausse du débit et le recouvrement des produits sur les volumes engagés mais non expédiés sur le pipeline Flanagan Sud;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change supérieur de 1,35 \$ en 2020 comparativement à 1,33 \$ en 2019.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par :

- la baisse du débit du réseau principal hors Gretna de 2 612 kb/j en 2020 comparativement à 2 698 kb/j en 2019 en raison de la demande réduite découlant de l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes;
- la réduction du débit du réseau pipelinier Bakken et du réseau de pétrole brut Seaway attribuable à la dégradation des prix du pétrole brut et à l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur l'offre et la demande de pétrole brut et de produits connexes;
- le recul du débit du réseau régional des sables bitumineux attribuable aux contrats assortis de droits de rattrapage donnant lieu à une baisse des produits d'exploitation jusqu'à l'échéance ou l'utilisation des droits.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2019	30 septembre	2019
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	334	772	230	2 733

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 439 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, découlant principalement d'une perte cumulée de 615 M\$ en 2020 attribuable à la perte de valeur comptable de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans SESH et Steckman.

Le facteur ci-dessus a été en partie annulé par les facteurs positifs suivants :

- l'absence en 2020 d'une perte de 62 M\$ en 2019 liée aux pertes de valeur d'actifs et de l'écart d'acquisition de notre satellite, DCP Midstream;
- l'absence en 2020 d'une perte de 105 M\$ en 2019 attribuable à la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet pipelinier d'accès vers le nord-est.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 1 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse des produits attribuable aux tarifs majorés pour Texas Eastern et Algonquin découlant des règlements tarifaires de 2020;
- l'apport de la deuxième phase du projet Atlantic Bridge, dont la mise en service a eu lieu au quatrième trimestre de 2019.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'absence de bénéfice en 2020 des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel, qui ont été vendues le 31 décembre 2019;
- la baisse des produits tirés des actifs d'US Gas Transmission en raison des restrictions liées à la pression visant le réseau Texas Eastern;
- le recul des prix des marchandises se répercutant sur notre coentreprise Aux Sable.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 2,6 G\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- une perte de 1,7 G\$ en 2020 attribuable à la perte de valeur comptable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans DCP Midstream en raison de la baisse du cours des parts de DCP Midstream, LP négociées sur le marché;
- une perte de 324 M\$ en 2020 comparativement à 62 M\$ en 2019 découlant des pertes de valeur des actifs et de l'écart d'acquisition de notre satellite, DCP Midstream;

- une perte cumulée de 615 M\$ en 2020 attribuable à la perte de valeur comptable de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans SESH et Steckman;
- une perte de 159 M\$ en 2020 attribuable au règlement tarifaire de Texas Eastern en février 2020 qui a rétabli le passif réglementaire au titre de l'ECPIR précédemment éliminé en décembre 2018.

Les facteurs susmentionnés ont été en partie annulés par l'absence en 2020 d'une perte de 105 M\$ subie en 2019 en raison de la radiation de coûts engagés dans le cadre du projet pipelinier d'accès vers le nord-est.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 97 M\$ de l'augmentation est attribuable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- la hausse des produits attribuable aux tarifs majorés pour Texas Eastern et Algonquin découlant des règlements tarifaires de 2020;
- l'apport du projet de Stratton Ridge et de la deuxième phase du projet Atlantic Bridge, dont la mise en service a eu lieu respectivement aux deuxième et quatrième trimestres de 2019;
- l'incidence favorable nette de la conversion du BAIIA libellé en dollars américains à un taux de change supérieur de 1,35 \$ en 2020, comparativement à 1,33 \$ en 2019.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par ce qui suit :

- l'absence de bénéfice en 2020 des installations sous réglementation fédérale de nos entreprises canadiennes de collecte et de traitement de gaz naturel, qui ont été vendues le 31 décembre 2019;
- la baisse des produits tirés des actifs d'US Gas Transmission en raison des restrictions liées à la pression visant le réseau Texas Eastern;
- le rétrécissement du différentiel de base AECO-Chicago de notre coentreprise Alliance Pipeline;
- la baisse des prix des marchandises se répercutant sur notre coentreprise Aux Sable.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	298	252	1 285	1 304

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 14 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, soit les coûts de transition et de transformation de 28 M\$ versés aux employés en 2020, comparativement à 4 M\$ en 2019, dans le cadre de la fusion d'Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD ») et d'Union Gas Limited (« Union Gas »). Ce facteur a été en partie annulé par un gain hors trésorerie non réalisé de 11 M\$ en 2020 comparativement à un gain non réalisé de 1 M\$ en 2019 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments dérivés de Noverco.

Après prise en compte des facteurs ci-dessus, le solde de 60 M\$ de l'augmentation découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'accroissement des charges de distribution découlant de la majoration des tarifs et de l'élargissement de la clientèle;
- les synergies réalisées dans le cadre de la fusion d'EGD et d'Union Gas.

Les facteurs commerciaux positifs ci-dessus ont été en partie annulés par l'absence de résultats tirés d'Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick (« EGNB ») et de St. Lawrence Gas Company, Inc. (« St. Lawrence Gas ») en 2020, ces sociétés ayant été vendues le 1^{er} octobre 2019 et le 1^{er} novembre 2019, respectivement.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été désavantagé par un montant de 11 M\$ découlant de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement attribuables à un gain hors trésorerie non réalisé de 2 M\$ en 2020, comparativement à un gain non réalisé de 9 M\$ en 2019 découlant de la variation de la valeur de marché des instruments dérivés de Noverco.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 8 M\$ de la diminution est imputable principalement aux importants facteurs commerciaux suivants :

- des températures plus chaudes que la normale dans nos zones de franchise en 2020, comparativement aux températures plus froides que la normale enregistrées en 2019; comparativement aux prévisions prises en compte dans les tarifs, les températures plus chaudes en 2020 ont eu une incidence négative sur le BAIIA de 2020 d'environ 18 M\$, tandis que les températures plus froides en 2019 avaient eu une incidence positive sur le BAIIA de 2019 d'environ 51 M\$;
- l'absence de résultats tirés d'EGNB et de St. Lawrence Gas en 2020, ces sociétés ayant été vendues le 1^{er} octobre 2019 et le 1^{er} novembre 2019, respectivement.

Les facteurs commerciaux ci-dessus ont été contrebalancés en partie par les facteurs positifs suivants :

- l'augmentation des charges de distribution attribuable à l'accroissement des tarifs et de la clientèle;
- les synergies réalisées dans le cadre de la fusion d'EGD et d'Union Gas.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

	Trimestres clos les		Périodes de	
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement	93	82	376	300

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été avantagé d'un montant de 11 M\$, découlant principalement de l'apport du projet éolien extracôtier Hohe See, qui est devenu entièrement opérationnel en octobre 2019, et de l'agrandissement d'Albatros, dont l'entrée en service a eu lieu en janvier 2020. Ce facteur commercial positif a été en partie annulé par la hausse des coûts de réparation à certaines installations éoliennes aux États-Unis.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été avantagé d'un montant de 20 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, découlant principalement d'un gain de cession de 4 M\$ et d'une nouvelle révision de la juste valeur de nos actifs de transport de la LRMA au montant de 9 M\$.

Après prise en compte du facteur ci-dessus, le solde de 56 M\$ de l'augmentation découle principalement des importants facteurs commerciaux suivants :

- l'apport du projet éolien extracôtier Hohe See, qui est devenu entièrement opérationnel en octobre 2019, et de l'agrandissement d'Albatros, dont l'entrée en service a eu lieu en janvier 2020;
- de plus fortes ressources éoliennes aux parcs éoliens aux États-Unis;
- les remboursements touchés par certaines installations éoliennes au Canada à la suite du changement d'exploitant.

Ces facteurs commerciaux positifs ont été en partie annulés par la hausse des coûts de réparation à certaines installations éoliennes aux États-Unis.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	(34)	91	(12)	318

Le BAIIA du secteur Services énergétiques dépend des conditions du marché, et les résultats pour une période donnée peuvent ne pas être représentatifs de ceux des périodes futures.

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été avantagé d'un montant de 12 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation qui s'expliquent par ce qui suit :

- un gain hors trésorerie non réalisé de 73 M\$ en 2020, comparativement à un gain de 66 M\$ en 2019, ce qui reflète la réévaluation des instruments dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations des prix des marchandises;
- un ajustement net positif hors trésorerie des stocks de pétrole brut et de gaz naturel de 3 M\$ en 2020, comparativement à un ajustement net négatif de 2 M\$ en 2019.

Après prise en compte des facteurs susmentionnés, le solde de 137 M\$ de la diminution rend compte de la compression marquée des différentiels d'emplacement et de qualité sur certains marchés et des possibilités réduites de dégager des marges bénéficiaires sur les services de transport pour les installations du secteur Services énergétiques qui ont des obligations de capacité.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 2 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement un ajustement net positif hors trésorerie des stocks de pétrole brut et de gaz naturel de 1 M\$ en 2020, comparativement à un ajustement net positif de 83 M\$ en 2019. Ce facteur négatif a été contré en partie par un gain hors trésorerie non réalisé de 24 M\$ en 2020, comparativement à une perte de 56 M\$ en 2019, ce qui reflète la réévaluation des instruments dérivés qui servent à gérer la rentabilité des opérations de transport et de stockage et l'exposition aux fluctuations des prix des marchandises.

Après prise en compte des facteurs susmentionnés, le solde de 328 M\$ de la diminution tient compte de la compression marquée des différentiels d'emplacement et de qualité sur certains marchés et des possibilités réduites de dégager des marges bénéficiaires sur les services de transport pour les installations du secteur Services énergétiques qui ont des obligations de capacité, en partie annulée par des occasions de stockage favorables. Les résultats exceptionnellement solides du premier trimestre de 2019 ont été avantagés par des différentiels d'emplacement et de qualité favorables, ce qui a rehaussé les occasions de réaliser des marges bénéficiaires.

ÉLIMINATIONS ET DIVERS

	Trimestres clos les		Périodes de	
	30 septembre		neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts et amortissement	207	(40)	(498)	315

L'unité Éliminations et divers comprend les charges d'exploitation et d'administration et rend compte de l'incidence du dénouement de couverture du change, qui ne sont pas attribuables à un secteur d'exploitation donné. Elle englobe également les incidences des activités d'expansion de nouvelles entreprises et les placements non sectoriels à des fins générales.

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été avantagé de 199 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement un gain hors trésorerie non réalisé de 198 M\$ en 2020, comparativement à un gain de 9 M\$ en 2019, ce qui reflète la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change.

Après prise en compte du facteur susmentionné, le solde de l'augmentation, soit 48 M\$, s'explique avant tout par le recul des charges d'exploitation et d'administration en 2020 en raison de mesures d'atténuation des coûts et du moment du recouvrement de certaines charges d'exploitation et d'administration attribuées aux secteurs d'activité.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019

Le BAIIA a été désavantagé de 909 M\$ en raison de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation, principalement les suivants :

- une perte hors trésorerie non réalisée de 115 M\$ en 2020 comparativement à un gain de 453 M\$ en 2019, ce qui reflète la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés utilisés pour gérer le risque de change;
- les coûts de séparation, de transition et de transformation versés aux salariés de 262 M\$ en 2020, comparativement à 45 M\$ en 2019, liés principalement à notre programme de réduction volontaire de l'effectif proposé au deuxième trimestre de 2020;
- une perte de 74 M\$ en 2020 attribuable aux variations hors trésorerie d'une obligation au titre d'une garantie donnée par la société;
- une perte de 43 M\$ en 2020 attribuable à la réduction de valeur de certains placements dans les énergies émergentes et d'autres technologies.

Après prise en compte des facteurs susmentionnés, le solde de l'augmentation, soit 96 M\$, s'explique avant tout par le recul des charges d'exploitation et d'administration en 2020 en raison de mesures d'atténuation des coûts et du moment du recouvrement de certaines charges d'exploitation et d'administration attribuées aux secteurs d'activité.

PROJETS DE CROISSANCE – PROJETS GARANTIS SUR LE PLAN COMMERCIAL

Le tableau suivant résume l'état d'avancement actuel de nos projets garantis sur le plan commercial, par secteur d'exploitation.

	Participation d'Enbridge	Coût en capital estimatif ¹	Dépenses engagées à ce jour ²	État d'avancement	Date d'entrée en service prévue
<i>(en dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>					
OLÉODUCS					
1. Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis	100 %	2,9 G\$ US	1,7 G\$ US	Divers stades	À l'étude ³
2. Prolongement de l'accès vers le sud	100 %	0,5 G\$ US	0,5 G\$ US	En construction	À l'étude ⁴
3. Autres – États-Unis	100 %	0,1 G\$ US	0,1 G\$ US	En construction	S1 – 2021
TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES					
4. Programme de fiabilité et d'agrandissement du réseau T-South	100 %	1,0 G\$	0,7 G\$	En construction	S2 – 2021
5. Projet Spruce Ridge ⁵	100 %	0,5 G\$	0,2 G\$	En construction	S2 – 2021
6. Autres – États-Unis ⁶	Diverses	1,0 G\$ US	0,4 G\$ US	Divers stades	2020 – 2023
DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ					
7. Modernisation du réseau – Windsor et Owen Sound	100 %	0,2 G\$	0,1 G\$	En construction	T4 – 2020
8. Projet de remplacement de la canalisation de London	100 %	0,2 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	S2 – 2021
9. Capital de croissance des services publics et accroissement du stockage	100 %	0,3 G\$	Aucune dépense importante à ce jour	Pré-construction	2021 – 2023
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE					
10. Ligne de raccordement Est-Ouest	25,0 %	0,2 G\$	0,1 G\$	En construction	S1 – 2022
11. Projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, France ⁷	25,5 %	0,9 G\$ (0,6 G€)	0,1 G\$ (0,1 G€)	En construction	S2 – 2022
12. Projet éolien extracôtier de Fécamp ⁸	17,9 %	0,7 G\$ (0,5 G€)	Aucune dépense importante à ce jour	En construction	2023

¹ Ces montants sont des estimations qui pourraient être révisées à la hausse ou à la baisse, en fonction de divers facteurs. Selon le cas, les montants représentent notre part des projets en coentreprise.

² Les dépenses engagées à ce jour tiennent compte des dépenses cumulées engagées depuis le début du projet jusqu'au 30 septembre 2020.

³ La date d'entrée en service sera mise à jour lorsque tous les permis nécessaires pour achever la construction auront été reçus.

⁴ La date estimative de mise en service sera ajustée pour coïncider avec la date de mise en service du programme L3R aux États-Unis.

⁵ Les dépenses ont été revues au deuxième trimestre de 2020 en raison de l'ampleur des modifications.

⁶ Comprend le projet de phase II de Sabal Trail de 0,1 G\$ US mis en service le 1^{er} mai 2020.

⁷ Tient compte de la vente à Investissements RPC de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF devant se clôturer au quatrième trimestre de 2020. Après la clôture, notre apport correspondra à 0,15 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié au projet.

⁸ Tient compte de la vente à Investissements RPC de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF devant se clôturer au quatrième trimestre de 2020. Après la clôture, notre apport correspondra à 0,10 G\$, le reste du projet étant financé au moyen d'un emprunt sans recours lié au projet.

Pour une description complète de chacun de nos projets, il y a lieu de consulter notre rapport annuel sur formulaire 10-K. Les faits nouveaux significatifs survenus depuis la date du dépôt sont commentés ci-après.

TRANSPORT DE GAZ ET SERVICES INTERMÉDIAIRES

- **Phase II de Sabal Trail** – prolongement de notre pipeline Sabal Trail existant grâce à l'ajout de deux nouvelles stations de compression situées à Albany, en Géorgie, et à Dunnellon, en Floride. Le prolongement a été approuvé par la FERC en avril 2020 et a été mis en service le 1^{er} mai 2020.

DISTRIBUTION ET STOCKAGE DE GAZ

- **Agrandissement de Dawn-Parkway** – agrandissement du réseau de transport de gaz naturel de Dawn à Parkway, qui assure des services de transport depuis Dawn, en Ontario, jusqu'à la région du Grand Toronto. En octobre 2020, compte tenu de l'évolution de la demande et des incertitudes découlant de la pandémie de COVID-19, Enbridge Gas a retiré la requête en vue d'obtenir une autorisation de construction qu'elle avait déposée auprès de la CEO. Enbridge Gas continuera d'évaluer la nécessité de l'agrandissement en fonction de la demande et, au besoin, déposera une nouvelle requête à une date ultérieure.
- **Projet de remplacement de la canalisation de London** – projet visant à remplacer les deux pipelines actuels désignés collectivement la « canalisation de London » comprenant la construction de pipeline de gaz naturel sur une distance d'environ 90,5 kilomètres et des installations connexes dans le sud de l'Ontario.
- **Capital de croissance des services publics et accroissement du stockage** – projets de croissance des services publics comprenant le renforcement de nos installations de base à tarifs réglementés et l'amélioration de nos installations de stockage à tarifs non réglementés de Dawn, en Ontario.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

- **Ligne de raccordement Est-Ouest** – projet de transport d'électricité qui longera la ligne de transport d'électricité à double circuit de 230 kilovolts actuelle reliant le poste transformateur de Wawa et celui de Lakehead, près de Thunder Bay, en Ontario, y compris un relais à mi-distance à Marathon, en Ontario. L'interruption des travaux de construction causée par la pandémie de COVID-19 a repoussé la date prévue de mise en service au premier semestre de 2022.
- **Projet éolien extracôtier de Fécamp** – projet éolien extracôtier situé au large de la côte nord-ouest de la France qui comportera 71 éoliennes devant produire environ 500 MW d'électricité. Les produits dans le cadre du projet s'appuient sur une convention d'achat d'électricité à prix fixe de 20 ans.

Le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu une entente visant la vente de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF à Investissements RPC, ce qui comprend le projet éolien extracôtier de Fécamp et le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, en France. Investissements RPC financera toutes les dépenses d'aménagement futures courantes à hauteur de sa participation de 49 %. La clôture de la transaction est assujettie aux approbations réglementaires habituelles et devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2020.

PROJETS DE CROISSANCE – QUESTIONS DE NATURE RÉGLEMENTAIRE

Programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis

Le 3 février 2020, et aux termes d'une ordonnance subséquente le 1^{er} mai 2020, la Minnesota Public Utilities Commission (« MNPUC ») a approuvé la pertinence de la deuxième étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive révisée et a rétabli le certificat de nécessité et le tracé du pipeline, permettant ainsi que la construction du pipeline commence dès qu'auront été délivrés les permis nécessaires. Le 21 mai 2020, diverses parties ont déposé des requêtes en révision auprès de la MNPUC contestant la pertinence de l'EIE, et le rétablissement par la MNPUC du certificat de nécessité et de l'approbation du tracé du pipeline. Le 1^{er} juin 2020, Enbridge et diverses parties qui appuient la société ont déposé des réponses aux pétitions déposées pour réexamen. Le 25 juin 2020, la MNPUC a rejeté toutes les requêtes en révision et réitéré ses décisions antérieures sur les trois dossiers.

Pour ce qui est des permis environnementaux, l'Agence de contrôle de la pollution du Minnesota (« ACPM ») a publié un avant-projet de la certification de qualité de l'eau 401 révisée en février 2020. À la suite d'une période de commentaires du public, l'ACPM a annoncé le 3 juin 2020 qu'elle tiendra une audience de contestation judiciaire au sujet de la certification de la qualité de l'eau 401. Après qu'un juge administratif a été chargé de l'affaire, le calendrier de l'audience de contestation judiciaire a été établi le 23 juin 2020. L'audience de contestation judiciaire de l'ACPM est terminée et, le 16 octobre 2020, l'ACPM a reçu une recommandation favorable du juge administratif pour les cinq questions étudiées. Cette recommandation servira de fondement à la décision du commissaire de l'ACPM à l'égard de la certification de la qualité de l'eau 401, que nous attendons dans le délai réglementaire, soit au plus tard le 14 novembre 2020.

Au cours du troisième trimestre, nous avons obtenu de l'ACPM le permis relatif aux eaux de ruissellement exigé pour la construction, et par la suite, nous avons reçu du département des Ressources naturelles du Minnesota deux des permis nécessaires. Le processus d'octroi de permis de l'Army Corps of Engineers des États-Unis (l'« Army Corps ») et du département des Ressources naturelles du Minnesota se poursuit en parallèle.

À l'heure actuelle, nous ne sommes pas en mesure de déterminer le moment de la délivrance de tous les permis nécessaires pour commencer la construction. Une fois que nous aurons obtenu tous les permis nécessaires ainsi que l'autorisation de construction de la MNPUC, nous prévoyons que la construction au Minnesota prendra de six à neuf mois. À l'heure actuelle, l'estimation du coût total de construction du tronçon au Minnesota du programme de remplacement de la canalisation 3 aux États-Unis est en cours d'évaluation.

ANNONCE D'AUTRES PROJETS EN COURS D'AMÉNAGEMENT

Nous avons annoncé les projets suivants, mais ils n'ont pas encore rempli nos critères pour être classés comme étant garantis sur le plan commercial.

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

- **Éolien Maritime France SAS** – le 1^{er} mai 2020, nous avons conclu une entente visant la vente de 49 % d'une entité détenant notre participation de 50 % dans EMF à Investissements RPC. La clôture de la transaction est assujettie aux approbations réglementaires habituelles et devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2020. Investissements RPC financera toutes les dépenses d'aménagement futures courantes à hauteur de sa participation de 49 %. Après la clôture de la transaction, par le truchement de notre participation dans EMF, nous détiendrons des participations dans trois projets éoliens extracôtiers français, soit Saint-Nazaire (25,5 %), Fécamp (17,9 %) et Courseulles (21,7 %). Le projet éolien extracôtier de Saint-Nazaire, en France, a fait l'objet d'une décision finale d'investissement positive en 2019 et le projet éolien extracôtier de Fécamp a fait l'objet d'une décision finale d'investissement positive en juin 2020; ces deux projets sont désormais considérés comme garantis sur le plan commercial. Une décision d'investissement définitive pour le dernier projet, Courseulles, devrait avoir lieu en 2021.

Nous comptons en outre un éventail de travaux d'aménagement visant d'autres projets qui ne sont toutefois pas encore conclus.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le maintien d'une solide situation financière et la souplesse à ce titre sont essentiels à notre stratégie de croissance, en raison notamment du nombre important de projets d'immobilisations actuellement garantis ou en voie d'aménagement et de leur envergure. L'accès au financement en temps opportun sur les marchés des capitaux pourrait être limité par des facteurs indépendants de notre volonté, notamment la volatilité des marchés financiers découlant d'événements économiques ou politiques en Amérique du Nord et ailleurs. Pour atténuer ces risques, nous mettons en œuvre des stratégies et des plans financiers visant à nous assurer que nous disposons de liquidités suffisantes pour répondre à nos besoins d'exploitation normaux et à nos besoins en capitaux futurs. À court terme, nous comptons généralement avoir recours à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation et à l'émission de billets de trésorerie ou à des prélèvements sur nos facilités de crédit, de même qu'au produit de placements sur les marchés des capitaux, pour financer nos obligations à leur échéance, nos dépenses en immobilisations et les remboursements de notre dette, ainsi que pour verser des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Nous prévoyons de disposer de liquidités suffisantes au moyen de facilités de crédit engagées consenties par un groupe diversifié de banques et d'institutions financières nous permettant de répondre à tous nos besoins prévus pendant environ un an sans devoir recourir aux marchés des capitaux.

Notre programme de financement est périodiquement mis à jour en fonction de l'évolution des besoins en capitaux et de la situation des marchés financiers; il cerne diverses sources potentielles de financement par emprunt et par capitaux propres. Notre programme de financement actuel n'inclut aucune émission d'actions ordinaires supplémentaire, et c'était la considération primordiale pour la suspension de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions en novembre 2018.

Ainsi qu'il est décrit à la rubrique *Faits nouveaux – Mise à jour sur le financement*, dans le contexte de la pandémie de COVID-19 et l'incidence connexe sur les marchés des capitaux, nous avons choisi de rehausser notre liquidité par le truchement de facilités de crédit supplémentaires de sorte que nous n'aurons pas à recourir aux marchés des capitaux d'ici la fin de 2021 pour financer notre portefeuille actuel de projets d'investissement si l'accès aux marchés est limité ou si les prix sont peu attrayants.

ACCÈS AUX MARCHÉS DES CAPITAUX

Nous veillons à pouvoir accéder facilement aux marchés des capitaux, sous réserve des conditions du marché, grâce à la tenue à jour de prospectus de base permettant l'émission de titres de créance à long terme, d'actions et d'autres formes de titres à long terme lorsque les conditions des marchés sont attrayantes.

Facilités de crédit et liquidités

Pour maintenir nos liquidités et atténuer le risque lié aux perturbations des marchés des capitaux, nous maintenons notre accès à des fonds par le truchement de nos facilités de crédit bancaire engagées et nous gérons activement nos sources de financement bancaire pour optimiser les taux et les autres modalités. Le tableau suivant présente les détails de nos facilités de crédit engagées au 30 septembre 2020.

	Échéance	Total des facilités	Prélèvements ¹	Montants disponibles
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>				
Enbridge Inc.	2021-2024	11 980	6 420	5 560
Enbridge (U.S.) Inc.	2022-2024	7 347	995	6 352
Pipelines Enbridge Inc.	2022 ²	3 000	1 938	1 062
Enbridge Gas Inc.	2022 ²	2 000	969	1 031
Total des facilités de crédit engagées		24 327	10 322	14 005

¹ Compte tenu des montants prélevés sur les facilités de crédit et des émissions de billets de trésorerie, qui sont garantis par la facilité de crédit.

² La date d'échéance comprend l'option de report d'une année.

Le 24 février 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit de deux ans non renouvelable de 1,0 G\$ US avec un syndicat de prêteurs.

Le 25 février 2020, Enbridge Inc. a conclu deux facilités de crédit bilatérales non renouvelables de un an d'un montant de 500 M\$ US.

Le 31 mars 2020, Enbridge Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable consortiale de un an de 1,7 G\$. Le 9 avril 2020, Enbridge Inc. a exercé une clause accordéon et a augmenté le total de la facilité pour le faire passer à 3,0 G\$.

Les 23 et 24 juillet 2020, nous avons prorogé jusqu'en juillet 2022 un montant d'environ 10,0 G\$ sur nos facilités de crédit prorogables de 364 jours, y compris une provision désactivante d'un an.

Outre les facilités de crédit engagées indiquées ci-dessus, nous avons à notre disposition des facilités de crédit à vue non engagées de 861 M\$, sur lesquelles un montant de 524 M\$ était inutilisé au 30 septembre 2020. Au 31 décembre 2019, nous détenions des facilités de crédit non engagées de 916 M\$, sur lesquelles un montant de 476 M\$ était inutilisé.

Le montant net de 14,7 G\$ de nos liquidités disponibles au 30 septembre 2020 comprenait 657 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie non soumis à restrictions, comme il est indiqué dans les états consolidés de la situation financière.

Nos ententes de facilité de crédit et conventions d'emprunts à terme comprennent des dispositions en cas de défaut et des clauses restrictives standards, en application desquelles un remboursement accéléré ou la résiliation des ententes peuvent être exigés si nous nous trouvons en situation de défaut de paiement ou contrevenons à certaines clauses restrictives. Au 30 septembre 2020, nous respectons toutes les clauses restrictives et nous prévoyons continuer de nous y conformer.

ÉMISSION DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons émis les titres de créance à long terme suivants totalisant 2,5 G\$ et 1,8 G\$ US :

Société	Date d'émission		Montant en capital
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Février 2020	Billets à taux variable	750 \$ US
	Mai 2020	Billets à moyen terme à 3,20 %	750 \$
	Mai 2020	Billets à moyen terme à 2,44 %	550 \$
	Juillet 2020	Billets à terme subordonnés à taux fixe-fixe	1 000 \$ US
Enbridge Gas Inc.			
	Avril 2020	Billets à moyen terme à 2,90 %	600 \$
	Avril 2020	Billets à moyen terme à 3,65 %	600 \$

Le 1^{er} octobre 2020, Texas Eastern, société en exploitation en propriété exclusive de SEP, a émis pour 300 M\$ US de billets de premier rang à 3,10 % échéant dans 20 ans et payables semestriellement à terme échu et a racheté pour 300 M\$ US de billets de premier rang à 4,13 % échéant le 1^{er} décembre 2020. Les billets nouvellement émis viennent à échéance le 1^{er} octobre 2040.

REMBOURSEMENTS DE TITRES DE CRÉANCE À LONG TERME

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons effectué les remboursements suivants totalisant 1,2 G\$ et 1,7 G\$ US sur notre dette à long terme :

Société	Date de remboursement		Montant en capital
<i>(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)</i>			
Enbridge Inc.			
	Janvier 2020	Billets à taux variable	700 \$ US
	Mars 2020	Billets à moyen terme à 4,53 %	500 \$
	Juin 2020	Billets à taux variable	500 \$ US
Enbridge Pipelines (Southern Lights) L.L.C.			
	Juin 2020	Billets de premier rang à 3,98 %	26 \$ US
Pipelines Enbridge Inc.			
	Avril 2020	Billets à moyen terme à 4,45 %	350 \$
Enbridge Southern Lights LP			
	Juin 2020	Billets de premier rang à 4,01 %	7 \$
Spectra Energy Partners, LP			
	Janvier 2020	Billets de premier rang garantis à 6,09 %	111 \$ US
	Juin 2020	Billets à taux variable	400 \$ US
Westcoast Energy Inc.			
	Janvier 2020	Débetures à 9,90 %	100 \$
	Juillet 2020	Billets à moyen terme à 4,57 %	250 \$

La forte croissance des flux de trésorerie d'origine interne, les produits tirés des cessions d'actifs non essentiels, l'accès immédiat à des liquidités provenant de diverses sources et la stabilité de notre modèle d'entreprise nous ont permis de conserver notre profil de crédit. Nous surveillons et gérons activement nos mesures financières clés dans le but de maintenir une notation de première qualité auprès des grandes agences d'évaluation du crédit et de protéger les modalités avantageuses moyennant lesquelles nous avons accès au financement bancaire et à des capitaux d'emprunt à terme. Les mesures clés de notre vigueur financière faisant l'objet d'une gestion serrée sont notamment la capacité à assurer le service de la dette à même les flux de trésorerie d'exploitation et le ratio dette/BAIIA.

Aucune restriction significative ne concerne notre trésorerie. La trésorerie soumise à restrictions totalisant 35 M\$, telle qu'elle est présentée aux états consolidés de la situation financière, comprend principalement une garantie en trésorerie et des montants reçus au titre d'engagements d'expéditeurs bien précis. Il est possible que nous ne puissions pas aisément accéder pour d'autres fins à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie détenus par certaines filiales.

Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme, nous avons un fonds de roulement négatif au 30 septembre 2020. Le financement continu de notre programme d'investissement de croissance a été le principal facteur du déficit de notre fonds de roulement.

Pour faire face à ce déficit du fonds de roulement, nous maintenons un montant considérable de liquidités grâce aux facilités de crédit engagées et à d'autres sources déjà mentionnées, qui permettent le règlement des passifs à l'échéance.

SOURCES ET EMPLOIS DE LA TRÉSORERIE

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Activités d'exploitation	7 527	7 405
Activités d'investissement	(3 644)	(5 029)
Activités de financement	(3 845)	(2 124)
Incidence de la conversion de la trésorerie et des équivalents de trésorerie libellés en devises	(22)	(17)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	16	235

Les sources et emplois importants de la trésorerie pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 30 septembre 2019 sont résumés ci-après.

Activités d'exploitation

- La hausse des rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation s'explique avant tout par la variation des actifs et des passifs d'exploitation. Nos actifs et nos passifs d'exploitation fluctuent dans le cours normal des activités en raison de divers facteurs, notamment l'incidence des variations des prix des marchandises et le niveau d'activité sur le fonds de roulement de nos secteurs d'activité, le calendrier des paiements d'impôts ainsi que le moment des encaissements et des décaissements.
- Le facteur décrit ci-dessus a été contré en partie par l'incidence de certains facteurs inhabituels ou peu fréquents ou d'autres facteurs hors exploitation comme il est expliqué à la rubrique *Résultats d'exploitation*.

Activités d'investissement

- La baisse des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement rend compte principalement des produits de cessions reçus au deuxième trimestre de 2020 et de l'apport inférieur à notre satellite Gray Oak Holdings LLC.
- Nous poursuivons l'exécution de notre programme d'investissement de croissance, qui est décrit plus en détail à la rubrique *Projets de croissance – Projets garantis sur le plan commercial*. Le calendrier de l'approbation, de la construction et de la mise en service des projets influe sur le moment des besoins en flux de trésorerie.

Activités de financement

- L'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités de financement s'explique principalement par l'accroissement des remboursements sur la dette à long terme et la réduction du montant des prélèvements sur les billets de trésorerie et les facilités de crédit.
- Les facteurs susmentionnés ont été annulés en partie par l'augmentation des émissions de titres de créance à long terme et l'absence du rachat par Westcoast Energy Inc. de toutes ses actions privilégiées de série 7 et de série 8 en circulation en 2020 comparativement à la période correspondante de 2019.
- Les dividendes versés sur nos actions ordinaires ont augmenté d'une période à l'autre en raison surtout de la majoration de 9,8 % du taux de dividendes sur les actions ordinaires.

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS SOMMAIRES

Le 22 janvier 2019, Enbridge a conclu des conventions de fiducie supplémentaires avec ses filiales en propriété exclusive, SEP et EEP (les « sociétés en commandite »), aux termes desquelles Enbridge garantit pleinement et inconditionnellement, à titre de créances de premier rang non garanties, les obligations de paiement des sociétés en commandite à l'égard des séries de billets en circulation émis aux termes des conventions de fiducie respectives des sociétés en commandite. Au même moment, les sociétés en commandite ont conclu une convention de garantie entière et inconditionnelle à l'égard d'une filiale aux termes de laquelle elles garantissent, à titre de créances de premier rang non garanties, les séries de billets de premier rang d'Enbridge en circulation. Les sociétés en commandite ont par ailleurs conclu des conventions de fiducie supplémentaires avec Enbridge aux termes desquelles elles ont garanti pleinement et inconditionnellement, à titre de créances de premier rang non garanties, les billets de premier rang émis par Enbridge postérieurement au 22 janvier 2019. En conséquence de ces garanties, les porteurs de billets garantis des sociétés en commandite en circulation (« billets garantis des sociétés en commandite ») sont dans la même position, à l'égard de l'actif net, des résultats et des flux de trésorerie d'Enbridge, que les porteurs de billets garantis d'Enbridge en circulation (« billets garantis d'Enbridge »), et inversement. Outre les sociétés en commandite, les filiales d'Enbridge (y compris les filiales des sociétés en commandite, collectivement les « filiales non garanties ») ne sont pas parties à la convention de garantie à l'égard d'une filiale et ne garantissent en aucune façon les séries de billets de premier rang d'Enbridge en circulation.

Billets garantis de SEP et d'EEP pour lesquels les consentements requis ont été obtenus

Billets de SEP¹	Billets d'EEP²
Billets de premier rang à 4,600 % échéant en 2021	Billets à 4,200 % échéant en 2021
Billets de premier rang à 4,750 % échéant en 2024	Billets à 5,875 % échéant en 2025
Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2025	Billets à 5,950 % échéant en 2033
Billets de premier rang à 3,375 % échéant en 2026	Billets à 6,300 % échéant en 2034
Billets de premier rang à 5,950 % échéant en 2043	Billets à 7,500 % échéant en 2038
Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2045	Billets à 5,500 % échéant en 2040
	Billets à 7,375 % échéant en 2045

¹ Au 30 septembre 2020, le montant total de capital des billets de SEP en circulation s'établissait à environ 3,5 G\$ US.

² Au 30 septembre 2020, le montant total de capital des billets d'EEP en circulation s'établissait à environ 3,0 G\$ US.

Billets garantis d'Enbridge

Libellés en dollars américains¹

Billet à taux variable échéant en 2022
Billets de premier rang à 2,900 % échéant en 2022
Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2023
Billets de premier rang à 3,500 % échéant en 2024
Billets de premier rang à 2,500 % échéant en 2025
Billets de premier rang à 4,250 % échéant en 2026
Billets de premier rang à 3,700 % échéant en 2027
Billets de premier rang à 3,125 % échéant en 2029
Billets de premier rang à 4,500 % échéant en 2044
Billets de premier rang à 5,500 % échéant en 2046
Billets de premier rang à 4,000 % échéant en 2049

Libellés en dollars canadiens²

Billets de premier rang à 4,850 % échéant en 2020
Billets de premier rang à 4,260 % échéant en 2021
Billets de premier rang à 3,160 % échéant en 2021
Billets de premier rang à 4,850 % échéant en 2022
Billets de premier rang à 3,190 % échéant en 2022
Billets de premier rang à 3,190 % échéant en 2022
Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023
Billets de premier rang à 3,940 % échéant en 2023
Billets de premier rang à 3,950 % échéant en 2024
Billets de premier rang à 2,440 % échéant en 2025
Billets de premier rang à 3,200 % échéant en 2027
Billets de premier rang à 3,200 % échéant en 2027
Billets de premier rang à 6,100 % échéant en 2028
Billets de premier rang à 2,990 % échéant en 2029
Billets de premier rang à 7,220 % échéant en 2030
Billets de premier rang à 7,200 % échéant en 2032
Billets de premier rang à 5,570 % échéant en 2035
Billets de premier rang à 5,750 % échéant en 2039
Billets de premier rang à 5,120 % échéant en 2040
Billets de premier rang à 4,240 % échéant en 2042
Billets de premier rang à 4,240 % échéant en 2042
Billets de premier rang à 4,570 % échéant en 2044
Billets de premier rang à 4,570 % échéant en 2044
Billets de premier rang à 4,870 % échéant en 2044
Billets de premier rang à 4,560 % échéant en 2064

¹ Au 30 septembre 2020, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars américains en circulation s'établissait à environ 7,5 G\$ US.

² Au 30 septembre 2020, le montant total de capital des billets d'Enbridge libellés en dollars canadiens en circulation s'établissait à environ 8,4 G\$.

La Règle 3-10 du Règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC ») prévoit une dispense des exigences de l'*Exchange Act* en matière de présentation de l'information pour les filiales entièrement consolidées émettrices de titres garantis et les filiales garantes et permet la présentation des renseignements financiers sommaires en remplacement du dépôt d'états financiers distincts pour chacune des sociétés en commandite.

Le 2 mars 2020, la SEC a publié la règle définitive modifiant les exigences d'informations à fournir aux termes de la Règle 3-10. La règle définitive vise à simplifier les exigences d'informations à fournir et à réduire les coûts de conformité ainsi que le fardeau des émetteurs. La règle définitive entre en vigueur le 1^{er} janvier 2021; toutefois, l'adoption anticipée volontaire est permise.

Nous avons choisi d'adopter la règle définitive de façon anticipée et avons préparé les renseignements financiers sommaires conformément aux exigences de la nouvelle Règle 13-01, qui précise que l'information présentée par la société mère ou garante ne doit pas comprendre la participation dans les filiales des sociétés non garantes, qui ramène les périodes pour lesquelles les renseignements financiers sommaires sont exigés à l'exercice le plus récent et à la période intermédiaire la plus récente, et qui permet la présentation sur une base combinée.

Les états combinés résumés des résultats et de la situation financière qui suivent présentent les soldes d'EEP, de SEP et d'Enbridge Inc. sur une base combinée.

États combinés résumés des résultats

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2020
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
Perte d'exploitation	(70)
Bénéfice	956
Bénéfice attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	672

États combinés résumés de la situation financière

	30 septembre 2020	31 décembre 2019
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>		
Montants à recevoir de sociétés affiliées	811	741
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	5 107	5 652
Autres actifs à court terme	278	487
Montants à recevoir de sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	50 790	49 745
Autres actifs à long terme	4 631	4 615
Montants à payer à des sociétés affiliées	1 574	1 171
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à court terme	4 710	4 416
Autres passifs à court terme	3 861	5 854
Montants à payer à des sociétés affiliées au titre de prêts à long terme	37 233	36 798
Autres passifs à long terme	40 718	37 094

Les billets garantis d'Enbridge et les billets garantis des sociétés en commandite sont structurellement subordonnés aux titres de créance des filiales non garanties pour ce qui est des actifs de ces dernières.

En vertu de la loi américaine sur les faillites et les dispositions comparables des lois étatiques sur les transferts frauduleux, une garantie peut être annulée, ou les créances peuvent être subordonnées à toute autre dette de ce garant si, entre autres, le garant, au moment où la garantie à l'égard de la dette est confirmée, ou dans certains États, lorsque les paiements deviennent exigibles aux termes de la garantie :

- a reçu un montant inférieur à la valeur équivalente raisonnable ou à une indemnisation juste en contrepartie de la garantie et était insolvable ou l'est devenu en raison de celle-ci;
- prenait part à des activités ou une opération pour lesquelles l'actif résiduel du garant représentait un capital déraisonnablement insuffisant;
- avait l'intention de contracter, ou croyait qu'il contracterait, des dettes au-delà de sa capacité de les rembourser à leur échéance.

Les garanties inhérentes aux billets garantis d'Enbridge renferment des dispositions visant à limiter le montant maximal de responsabilité que les sociétés en commandite assumeraient sans créer d'obligations aux termes de la garantie qui soient une cession ou un transfert frauduleux en vertu des lois fédérales ou étatiques des États-Unis.

Chacune des sociétés en commandite dispose d'un droit de contribution de l'autre société en commandite quant à 50 % de tous les paiements, dommages et dépenses engagées par la société en commandite pour s'acquitter de ses obligations aux termes des garanties des billets garantis d'Enbridge.

Selon les modalités de l'accord de garanti et des actes complémentaires pertinents, les garanties d'une société en commandite à l'égard des billets garantis d'Enbridge seront inconditionnellement libérées automatiquement lorsque se produit l'un quelconque des événements suivants :

- toute vente, tout échange ou tout transfert direct ou indirect, par voie de fusion, de vente ou de transfert de participations en actions ou autrement, à toute personne qui n'est pas une personne affiliée d'Enbridge ou à toute société en commandite directe ou indirecte d'Enbridge ou d'autres participations en actions dans une telle société en commandite qui donne lieu à la cessation de la comptabilisation de la société en commandite en tant que filiale consolidée d'Enbridge;

- la fusion de cette société en commandite avec Enbridge ou l'autre société en commandite ou la liquidation et la dissolution de cette société en commandite;
- le remboursement intégral ou la libération ou l'extinction des billets garantis d'Enbridge, ainsi que le prévoit l'acte de fiducie ou l'entente de garantie pertinents;
- pour ce qui est d'EEP, le remboursement intégral ou la libération ou l'annulation de chacun des billets d'EEP susmentionnés visés par le consentement;
- pour ce qui est de SEP, le remboursement intégral ou la libération ou l'annulation de chacun des billets de SEP susmentionnés visés par le consentement;
- pour ce qui est de toute série de billets garantis d'Enbridge, moyennant le consentement d'au moins la majorité des porteurs du montant en capital en circulation des séries de billets garantis d'Enbridge.

Les obligations de garantie d'Enbridge quant aux billets garantis de société en commandite prendront fin à l'égard de toute série de billets garantis de société en commandite si cette série est libérée ou annulée.

Les sociétés en commandite garantissent également certaines autres obligations d'Enbridge.

Le 6 septembre 2020, les sociétés en commandite ont conclu une convention de garantie à l'égard des obligations d'Enbridge aux termes de certaines facilités de crédit.

FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE JURIDIQUE ET AUTRES

OLÉODUCS

Pipeline Dakota Access

En février 2017, les Sioux de la tribu Standing Rock et les Sioux de la tribu Cheyenne River ont déposé des requêtes devant la cour de district des États-Unis pour le district de Columbia (« cour de district »), contestant la légalité de la servitude de l'Army Corps pour le pipeline Dakota Access, y compris la pertinence de l'analyse environnementale et du processus de consultation des peuples tribaux de l'Army Corps. Les tribus Sioux d'Oglala et Sioux de Yankton ont également intenté des poursuites alléguant des revendications semblables.

Le 14 juin 2017, la cour de district a conclu que l'analyse environnementale de l'Army Corps était déficiente et a instruit l'Army Corps d'examiner plus à fond les risques de déversement pour le pipeline Dakota Access. En août 2018, l'Army Corps a achevé l'analyse environnementale plus approfondie requise par l'ordonnance de la cour de district et a réitéré la délivrance de la servitude pour le pipeline Dakota Access. Les quatre tribus défenderesses ont depuis modifié leur requête afin d'inclure des revendications quant à la pertinence de la décision de renvoi à l'Army Corps en août 2018.

Le 25 mars 2020, en réponse aux arguments des tribus, la cour de district a conclu que l'analyse environnementale de l'Army Corps sur renvoi était déficiente et a instruit l'Army Corps de réaliser une EIE pour résoudre la controverse en suspens au sujet des conséquences possibles de déversements attribuables au pipeline Dakota Access. Le 6 juillet 2020, la cour de district a rendu une décision invalidant la servitude de l'Army Corps pour le pipeline Dakota Access et ordonnant la fermeture du pipeline au plus tard le 5 août 2020. Dakota Access, LLC et l'Army Corps ont appelé de cette décision et ont présenté à la Cour d'appel des États-Unis pour la circonscription du District de Columbia une requête en suspension dans l'attente de l'appel. Le 5 août 2020, la Cour d'appel des États-Unis a suspendu l'ordonnance du 6 juillet de la cour de district ordonnant de fermer et de vider le pipeline au plus tard le 5 août, mais elle n'a pas suspendu l'ordonnance du 25 mars de la cour de district instruisant l'Army Corps de réaliser une EIE ni l'ordonnance du 6 juillet de la cour de district invalidant la servitude pour le pipeline Dakota Access.

Le dossier progresse actuellement sur deux fronts distincts. Devant la cour de district, les tribus défenderesses ont demandé à la cour de district d'interdire l'exploitation du pipeline Dakota Access jusqu'à ce que l'Army Corps ait réalisé l'EIE et délivré de nouveau la servitude pour le pipeline Dakota Access. Dakota Access, LLC et l'Army Corps s'opposent à la demande d'injonction des tribus. Le dépôt à la cour de district des mémoires visant à déterminer s'il faut interdire l'exploitation du pipeline Dakota Access prendra fin le 18 décembre 2020. Au niveau de la Cour d'appel des États-Unis, tous les mémoires visant à déterminer si l'Army Corps doit préparer une EIE et si, dans l'intervalle, la servitude pour le pipeline Dakota Access doit être invalidée, sont maintenant achevés. Les plaidoiries orales devant la Cour d'appel des États-Unis ont eu lieu le 4 novembre 2020.

Conduites jumelles de la canalisation 5 – Projet de tunnel

Le 6 juin 2019, nous avons déposé une plainte auprès des tribunaux du Michigan afin d'établir la validité constitutionnelle de la loi d'intérêt public 359 du Michigan et la possibilité d'appliquer les diverses ententes conclues entre l'État du Michigan (l'« État ») et nous relativement à la construction d'une canalisation visant à remplacer les conduites jumelles de la canalisation 5 (le « projet de tunnel »). Le 31 octobre 2019, les tribunaux ont déterminé que la loi d'intérêt public 359 du Michigan était valide et n'était pas inconstitutionnelle. Le 5 novembre 2019, la procureure générale du Michigan a interjeté appel auprès de la Cour d'appel du Michigan. Le 11 juin 2020, la Cour d'appel du Michigan a maintenu la décision des tribunaux ayant déterminé que la loi d'intérêt public 359 du Michigan était valide et n'était pas inconstitutionnelle. L'État n'a pas demandé l'autorisation de faire appel auprès de la Cour suprême du Michigan dans le délai prescrit, ce qui a ainsi mis fin à la procédure judiciaire.

Le 27 juin 2019, la procureure générale du Michigan a déposé une plainte auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan demandant à la cour de déclarer que la servitude que nous détenons pour l'exploitation des conduites jumelles dans le détroit est invalide et d'interdire l'exploitation des conduites jumelles dans le détroit de Mackinac (le « détroit ») « dès que possible suivant un préavis raisonnable afin de permettre les ajustements ordonnés par les parties touchées ». Le

16 septembre 2019, nous avons présenté une requête en jugement sommaire et demandé le rejet de la plainte de l'État dans son intégralité. À la même date, l'État a déposé une requête en jugement sommaire partiel et sollicité un jugement en sa faveur à l'égard de son allégation selon laquelle la servitude était nulle et non avenue depuis sa création. La cause a été plaidée le 22 mai 2020 et un exposé complémentaire sur la prépondérance des lois fédérales s'est terminé le 6 juillet 2020. La cour n'a pas encore rendu sa décision sur ces requêtes.

Au cours du premier trimestre de 2020, nous avons déposé toutes les principales demandes de permis environnementaux, y compris la demande conjointe avec le département de l'Environnement, des Grands Lacs et de l'Énergie et l'Army Corps. De plus, nous avons déposé une demande indépendante à la Michigan Public Service Commission. Les organismes visés étudient nos demandes de permis et ont tenu des audiences pour recueillir les commentaires du public au cours des derniers mois.

Une fois tous les permis reçus, nous entreprendrons la construction du projet de tunnel.

Conduites jumelles de la canalisation 5 – Interruption temporaire

Le 18 juin 2020, pendant les travaux d'entretien saisonniers sur la canalisation 5, nous avons découvert qu'un support d'ancrage s'était déplacé. Nous avons immédiatement fermé le pipeline et avisé l'État et la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (la « PHMSA »), l'organisme fédéral qui réglemente nos activités. Le problème a été confiné au tronçon est de la canalisation 5 et une inspection du tronçon ouest de la canalisation 5 a confirmé que les supports d'ancrage et le pipeline sur ce tronçon ne présentaient aucun problème et n'avaient subi aucun dommage. La reprise de l'exploitation du tronçon ouest de la canalisation 5 a eu lieu le 20 juin 2020 et l'examen du tronçon est de la canalisation 5 a été amorcé.

Le 22 juin 2020, la procureure générale du Michigan, au nom de l'État, a déposé une ordonnance d'interdiction provisoire auprès de la cour de circuit du comté d'Ingham du Michigan pour interrompre l'exploitation du tronçon ouest de la canalisation 5 et pour assurer que le tronçon est de la canalisation 5 n'est pas remis en exploitation. De plus, l'ordonnance d'interdiction provisoire avait pour but d'imposer la communication des renseignements légalement requis à l'État pour déterminer si l'exploitation de la canalisation 5 dans le détroit est sécuritaire. Une ordonnance a été délivrée le 25 juin 2020 interdisant l'exploitation de la canalisation 5 jusqu'à la tenue d'une audience sur la requête en injonction préliminaire de l'État le 30 juin 2020. Le 1^{er} juillet 2020, à la suite de l'audience, l'ordonnance d'interdiction provisoire a été modifiée pour permettre la remise en exploitation du tronçon ouest de la canalisation 5 aux fins d'une inspection en conduite, qui a réitéré que la canalisation n'avait subi aucun dommage et qu'elle pouvait être exploitée en toute sécurité. Le tronçon ouest a alors été remis en exploitation. Après qu'aient été présentés à la PHMSA des renseignements supplémentaires, y compris les résultats des inspections internes confirmant que le tronçon est pouvait être exploité en toute sécurité, la cour a signé le 9 septembre 2020 une ordonnance conclue entre Enbridge et l'État permettant la remise en service du tronçon est. Le tronçon est a été remis en exploitation le 10 septembre 2020. Le 24 septembre 2020, la cour a signé une ordonnance stipulant l'entière résolution de la demande d'injonction temporaire et de l'injonction préliminaire.

AUTRES LITIGES

Nos filiales et nous faisons l'objet de diverses autres poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire qui se produisent dans le cours normal des activités, notamment des interventions dans le cadre des instances réglementaires ainsi que des contestations des approbations réglementaires et des permis. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés.

ENGAGEMENTS AU TITRE DES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Nous avons signé des contrats totalisant environ 2,9 G\$ en vue de l'achat de services, de canalisations et d'autres matériaux qui devraient être payés au cours des cinq prochaines années.

QUESTIONS FISCALES

Nos filiales et nous conservons des passifs d'impôts liés à des positions fiscales incertaines. Bien que, à notre avis, ces prises de position soient pleinement justifiées, elles pourraient être contestées par les autorités fiscales et éventuellement ne pas prévaloir.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Il y a lieu de consulter la note 2 – *Modifications de conventions comptables*, de la partie I, rubrique 1, *États financiers*.

RUBRIQUE 3. INFORMATIONS QUANTITATIVES ET QUALITATIVES SUR LE RISQUE DE MARCHÉ

Notre exposition au risque de marché est décrite dans la partie II, rubrique 7A, *Informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché*, de notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Outre les modifications énoncées ci-après, aucune modification importante n'a été apportée aux informations quantitatives et qualitatives sur le risque de marché.

RISQUE LIÉ À LA PANDÉMIE DE COVID-19

La propagation de la COVID-19 a entraîné une forte volatilité au Canada, aux États-Unis et sur les marchés internationaux. Malgré les mesures proactives que nous avons prises pour assurer une livraison sécuritaire et fiable de l'énergie pendant la pandémie, il demeure impossible de prévoir les conséquences de la COVID-19 sur nos activités en raison de la nature changeante des circonstances.

RUBRIQUE 4. CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Évaluation des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information

Les contrôles et procédures de communication de l'information représentent des contrôles et autres procédures conçus de manière à assurer que l'information que nous devons inclure dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'*Exchange Act* est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais imposés par les règles et formulaires de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les contrôles et procédures comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus de manière à fournir l'assurance raisonnable que l'information devant figurer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'*Exchange Act* est regroupée et communiquée à la direction, notamment au chef de la direction et au chef des finances, le cas échéant, afin de permettre de prendre des décisions en temps opportun au sujet de sa présentation.

Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, nous avons évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) en vertu de l'*Exchange Act*) en date du 30 septembre 2020, et cette évaluation a permis au chef de la direction et au chef des finances de conclure que ces contrôles et procédures sont efficaces pour assurer que l'information que nous devons inclure dans les rapports que nous déposons ou soumettons auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et des Autorités canadiennes en valeurs mobilières est inscrite, traitée, résumée et présentée dans les délais imposés.

Changements apportés au contrôle interne à l'égard de l'information financière

Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le chef de la direction et le chef des finances, nous avons évalué les changements apportés au contrôle interne à l'égard de l'information financière (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) en vertu de l'*Exchange Act*) au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020 et nous n'avons trouvé aucune modification ayant touché, ou étant raisonnablement susceptible de toucher, de façon importante le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

PARTIE II – AUTRES RENSEIGNEMENTS

RUBRIQUE 1. INSTANCES JUDICIAIRES

Nous sommes parties à diverses poursuites et procédures d'ordre judiciaire et réglementaire survenant dans le cours normal de nos activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude le dénouement de ces poursuites et procédures, la direction est d'avis qu'il n'y aura pas de répercussions importantes sur notre situation financière consolidée ni sur nos résultats d'exploitation consolidés. Pour une description des instances judiciaires auxquelles nous sommes parties, se reporter à la partie I, rubrique 2, *Rapport de gestion – Faits nouveaux en matière juridique et autres*, et *Projets de croissance – Questions de nature réglementaire*.

RUBRIQUE 1A. FACTEURS DE RISQUE

Outre les autres renseignements figurant dans le présent rapport, une attention particulière doit aussi être apportée aux facteurs traités dans la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque*, de notre rapport annuel sur formulaire 10-K pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 et de notre rapport trimestriel sur formulaire 10-Q pour les trimestres clos le 31 mars 2020 et le 30 juin 2020, qui pourraient avoir une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats futurs. Outre ce qui est énoncé ci-après, il n'y a eu aucun changement important dans ces facteurs de risque.

La pandémie de COVID-19 a eu et pourrait continuer d'avoir des répercussions négatives sur les économies locales et mondiales ainsi que sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Le 11 mars 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a annoncé que la COVID-19 pouvait être qualifiée de pandémie. Pour réagir à la propagation rapide de la COVID-19 à l'échelle mondiale, les gouvernements ont pris des mesures d'urgence contre le virus. Ces mesures comprennent des restrictions sur les activités et les déplacements pour des raisons d'affaires ainsi que des exigences d'isolement ou de mise en quarantaine, qui pourraient se poursuivre ou s'intensifier. Certains de nos projets et activités ont été jugés des services essentiels dans les secteurs d'infrastructures critiques et nous sommes actuellement exempts de certaines restrictions visant les activités commerciales; toutefois, rien ne garantit que cette exemption sera maintenue. Ces mesures ont interrompu les activités commerciales et les chaînes d'approvisionnement, perturbé les déplacements, contribué fortement à la volatilité des marchés financiers et commerciaux, ce qui a entraîné une baisse générale des cours des actions et des taux d'intérêt, influé sur les conditions sociales et eu des répercussions négatives sur la conjoncture économique nationale et internationale, y compris les prix des marchandises, la demande d'énergie et le marché du travail.

Étant donné la nature persistante et dynamique des circonstances entourant la pandémie de COVID-19, il est difficile de prédire la portée de l'incidence de cette pandémie, y compris la façon d'y réagir, sur les économies nord-américaines ou mondiales ou sur notre entreprise, ou la durée probable des perturbations. L'ampleur de cette incidence dépend de l'évolution de la situation et de facteurs hors de notre contrôle, très incertains, en évolution rapide et imprévisibles, y compris de nouvelles données au sujet de la gravité ou de la durée de la pandémie ou des mesures prises par les gouvernements et d'autres intervenants pour endiguer la pandémie de COVID-19 ou ses incidences. Une telle évolution, qui a eu ou pourrait avoir des conséquences négatives sur nos clients, nos fournisseurs, les organismes de réglementation ainsi que sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie, comprend notamment :

- des perturbations qui auraient des conséquences dommageables sur les fondamentaux du marché, notamment les prix des marchandises, l'offre et la demande d'énergie, la baisse des volumes transportés sur nos réseaux, une exposition accrue aux risques liés à l'utilisation des actifs et des répercussions négatives sur nos résultats;
- des incidences négatives sur le taux de croissance et les résultats du secteur Oléoducs, dont l'ampleur est incertaine;

- des conséquences qui pourraient risquer d'empêcher la réalisation d'un ou de plusieurs de nos projets garantis sur le plan commercial, de retarder leur achèvement ou d'accroître leurs coûts prévus;
- des incidences négatives sur les activités ou la situation financière de nos tiers fournisseurs, fournisseurs de services ou clients et notre exposition accrue aux risques contractuels ou aux risques de crédit des clients;
- des incidences négatives sur les marchés des capitaux à l'échelle mondiale, ce qui pourrait entraver notre capacité d'accéder aux marchés des capitaux à des taux effectifs et influencer sur les notes attribuées à nos titres ou nos facilités de crédit;
- l'intensification des risques liés aux mesures d'urgence adoptées (y compris le travail à distance, la distanciation et l'équipement de protection personnelle supplémentaire), y compris les risques accrus liés à la sécurité informatique, la hausse des coûts et la possibilité de la baisse de disponibilité ou de productivité des employés ou des tiers entrepreneurs ou fournisseurs de services;
- l'amenuisement de notre capacité de formuler avec exactitude les hypothèses servant à évaluer les projets d'expansion, les acquisitions et les cessions de façon continue ou à établir nos prévisions financières;
- les incidences négatives sur la valeur comptable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans DCP Midstream et sur le résultat des futurs tests de dépréciation des actifs qui permettent de déterminer si ces actifs ont subi une perte de valeur comptable;
- des incidences négatives sur l'exécution des politiques commerciales actuelles et futures entre le Canada et les États-Unis;
- la possibilité de pertes futures en raison de l'interruption de l'exploitation que notre garantie d'assurance ne pourrait suffire à couvrir.

Rien ne peut garantir que nos stratégies visant à contrer les perturbations potentielles atténueront ces risques ou les incidences négatives sur notre entreprise, notre situation financière, les résultats de notre exploitation et nos flux de trésorerie. Des incidences négatives futures inconnues pour l'instant pourraient se concrétiser et se répercuter sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. De plus, des perturbations liées à la pandémie de COVID-19 pourraient amplifier nombre d'autres risques décrits à la partie I, rubrique 1A, *Facteurs de risque*, de notre rapport annuel sur formulaire 10-K. Le risque sensiblement plus élevé attribuable à la pandémie de COVID-19 est l'incidence de la dégradation des prix des marchandises et de la volatilité sur nos secteurs Oléoducs, Transport de gaz et services intermédiaires et Services énergétiques, ainsi qu'il est décrit dans le facteur de risque ci-après. Même une fois la pandémie de COVID-19 passée, notre entreprise pourrait continuer de subir des incidences négatives attribuables à ses répercussions à l'échelle mondiale, y compris la récession en découlant, ainsi que des incidences sur l'offre et la demande de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de gaz naturel liquéfié et d'énergie renouvelable et sur leurs prix.

La faiblesse et la volatilité des prix des marchandises accroissent les risques liés à l'utilisation de nos actifs et ont nui et pourraient continuer de nuire à nos résultats d'exploitation.

La pandémie de COVID-19 et les inquiétudes au sujet de la croissance économique mondiale ont suscité une grande inquiétude sur le marché du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres marchandises et une réduction des prévisions de la demande. Cette réalité et l'évolution des relations entre les pays membres de l'OPEP+ ont engendré une forte pression à la baisse sur les prix. Le climat économique au Canada, aux États-Unis et à l'étranger s'est détérioré et la demande mondiale de produits pétroliers a diminué. L'année 2020 a été marquée par une baisse prononcée du prix du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN, de même que d'autres marchandises dont le prix est étroitement lié à celui du pétrole brut. Le prix de référence pour le pétrole brut du West Texas Intermediate se situait à environ 60 \$ US le baril en décembre 2019, mais il a chuté à 14 \$ US le baril en mars 2020, puis en territoire négatif en avril 2020. Les prix du pétrole brut ont commencé à se relever aux deuxième et troisième trimestres de 2020. Les prix de référence pour le pétrole brut West Texas Intermediate ont atteint 40 \$ US principalement en raison de l'annonce de coupures de production en avril 2020 et en juin 2020. Les prix du pétrole brut pourraient diminuer de nouveau, ou leur reprise pourrait être interrompue.

En ce qui a trait à nos actifs du secteur Oléoducs, nous sommes soumis au risque lié au débit en raison de l'entente de tarification concurrentielle qui régit le réseau principal au Canada, ainsi qu'en raison de certaines ententes tarifaires applicables à d'autres actifs du secteur, comme le réseau de Lakehead.

Toute diminution des volumes transportés est susceptible de se répercuter directement et défavorablement sur nos produits d'exploitation et nos résultats. Le contexte actuel des prix des marchandises a eu des conséquences tant pour l'offre que pour la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides transportés sur nos pipelines. Il en résulte une réduction du débit du réseau principal d'environ 400 kb/j pour le deuxième trimestre et 300 kb/j pour le troisième trimestre de 2020 comparativement à la moyenne des débits de 2 842 kb/j sur le réseau principal au premier trimestre de 2020, qui concordait avec nos prévisions ou les dépassait. Pour l'heure, on peut difficilement prévoir l'importance de cette incidence sur le débit du réseau principal pour le reste de 2020 compte tenu de l'imprévisibilité du marché ainsi que de la durée prévue des répercussions de la COVID-19 sur la demande. Nous nous attendons toujours à ce que les volumes du réseau principal soient sous-utilisés de 100 à 300 kb/j au quatrième trimestre de 2020, pour retourner à une pleine utilisation en 2021. Pour chaque augmentation ou diminution de volume de 100 kb/j sur notre réseau principal, nos produits, déduction faite des économies sur l'énergie, devraient enregistrer une augmentation ou une diminution d'environ 35 M\$ par trimestre.

Bien que la demande réduite ait influé sur le débit et les produits d'exploitation du réseau principal, l'incidence financière du débit inférieur sur nos pipelines régionaux en amont et nos pipelines en aval d'accès à de nouveaux marchés est grandement atténuée par les contrats d'achat ferme en vigueur. Les incidences financières sont également atténuées par les accords fondés sur le coût du service conclus avec des contreparties solvables ou des parties ayant une cote de qualité inférieure, mais qui ont fourni un soutien au crédit sous forme de lettres de crédit ou d'autres instruments. Les circonstances du marché qui prévalent actuellement mettront à l'épreuve la solvabilité de nombre de ces contreparties et nous évaluons la situation sans relâche. Jusqu'à maintenant, aucune contrepartie n'a manqué à ses obligations quant au maintien du crédit ou au paiement des droits aux termes de ces contrats. Pour l'instant, nous ne prévoyons pas d'incidence importante sur nos résultats financiers.

Les expéditeurs ont par ailleurs réduit leur investissement dans les programmes d'exploration et de mise en valeur pour 2020. La dégradation des prix du pétrole incite de plus certains promoteurs de programmes de mise en valeur des sables bitumineux à réévaluer le calendrier des projets de mise en valeur en amont antérieurement annoncés. L'annulation ou le report de ces projets pourrait compromettre la croissance de l'offre à long terme provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Quant à nos actifs du secteur Transport de gaz et services intermédiaires, les faibles prix des marchandises ont eu une incidence limitée sur la demande de gaz naturel expédié par nos actifs de transport de gaz sur de longues distances aux États-Unis et au Canada. Ces actifs représentent principalement des accords fondés sur le coût du service et des contrats d'achat ferme qui ne sont pas directement touchés par les fluctuations des prix des marchandises.

Quant à nos actifs du secteur intermédiaire aux États-Unis, notre placement dans DCP Midstream et, dans une moindre mesure, l'installation de produits liquides d'Aux Sable se consacrent à la collecte et au traitement de gaz naturel et de liquides de gaz naturel. Compte tenu de la dégringolade des prix des marchandises, DCP Midstream a décidé de réduire la distribution qui nous est versée de 50 % (à compter des distributions du premier trimestre versées en mai 2020), ce qui se répercute sur nos flux de trésorerie. Les résultats d'Aux Sable subiront eux aussi les effets du recul des prix des marchandises.

Notre entreprise de services énergétiques, quant à elle, génère des marges en profitant de différentiels de qualité, de temps et d'emplacement lorsque l'occasion se présente. La récente volatilité des prix des marchandises pourrait limiter les occasions et compromettre notre capacité de respecter nos engagements de capacité.

À ce stade, étant donné les nombreuses questions en suspens relatives à la durée et à l'ampleur de la faiblesse actuelle des prix des marchandises, il nous est impossible d'en évaluer l'incidence sur nous avec certitude; toutefois, il est possible qu'elle ait une incidence défavorable sur nos activités et nos résultats d'exploitation.

RUBRIQUE 2. VENTES DE TITRES DE CAPITAUX PROPRES NON INSCRITS ET UTILISATION DU PRODUIT

Aucune.

RUBRIQUE 3. DÉFAUTS SUR TITRES DE PREMIER RANG

Aucun.

RUBRIQUE 4. INFORMATIONS SUR LA SÉCURITÉ DES MINES

Sans objet.

RUBRIQUE 5. AUTRES RENSEIGNEMENTS

Aucun.

RUBRIQUE 6. PIÈCES

Chacune des pièces présentées ci-après est incluse dans le cadre du présent rapport trimestriel. Les pièces incluses dans ce dépôt sont marquées d'un astérisque (« * »); les pièces non marquées d'un astérisque ont été intégrées par renvoi à des documents déposés antérieurement, comme il est indiqué.

Numéro de la pièce	Description
3.1	Certificat et dispositions de modification datés du 6 juillet 2020 (intégrés par renvoi dans la pièce 3.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 8 juillet 2020)
4.1	Septième convention de fiducie supplémentaire intervenue entre Enbridge Inc. et Deutsche Bank Trust Company Americas datée du 8 juillet 2020 (intégrée par renvoi dans la pièce 4.1 du rapport courant d'Enbridge sur formulaire 8-K déposé le 8 juillet 2020)
31.1*	Attestation en vertu de l'article 302 de la <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
31.2*	Attestation en vertu de l'article 302 de la <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
32.1*	Attestation en vertu de l'article 906 de la <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
32.2*	Attestation en vertu de l'article 906 de la <i>Sarbanes-Oxley Act of 2002</i> .
101.INS*	Document d'instance XBRL.
101.SCH*	Document – Schéma d'extension de taxonomie Inline XBRL.
101.CAL*	Document – Linkbase de calcul d'extension de taxonomie Inline XBRL.
101.DEF*	Document – Linkbase de définition d'extension de taxonomie Inline XBRL.
101.LAB*	Document – Linkbase d'étiquette d'extension de taxonomie Inline XBRL.
101.PRE*	Document – Linkbase de présentation d'extension de taxonomie Inline XBRL.
104	Page couverture du dossier de données interactif – les taquets XBRL de la page couverture sont intégrés au document Inline XBRL (compris dans la pièce 101)

SIGNATURES

Conformément aux exigences de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, l'émetteur inscrit a dûment fait signer le présent rapport en son nom par les soussignés, qui y étaient dûment autorisés.

ENBRIDGE INC.
(émetteur inscrit)

Date : 6 novembre 2020

Par : /s/ Al Monaco
Al Monaco
Président et chef de la direction

Date : 6 novembre 2020

Par : /s/ Colin K. Gruending
Colin K. Gruending
Vice-président directeur et chef des finances
(Principal cadre financier)



200, 425 – 1st Street S.W.
Calgary, Alberta, Canada T2P 3L8

Telephone: 403-231-3900

Facsimile: 403-231-3920

Toll free: 800-481-2804

enbridge.com