

AVIS AU LECTEUR

Le présent rapport de gestion de Brookfield Renewable Partners L.P. (« **BEP** ») a été préparé par BEP en lien avec l'acquisition antérieure par BEP et Brookfield Renewable Corporation (« **BEPC** ») de la totalité des actions ordinaires de catégorie A en circulation de TerraForm Power, Inc. (« **TerraForm Power** ») qui n'étaient pas déjà détenues par BEP et ses sociétés affiliées (l'« **acquisition de TERP** »). Concomitamment à la clôture de l'acquisition de TERP, et comme mentionné précédemment, BEP a conclu certaines conventions de vote avec Brookfield Asset Management Inc. (« **Brookfield** ») et BEPC en vertu desquelles le contrôle de TerraForm Power a été transféré de Brookfield à BEPC (indirectement par l'intermédiaire de BEP). Ce transfert de contrôle de Brookfield à BEPC (indirectement par l'intermédiaire de BEP) a été comptabilisé comme une réorganisation d'entités sous contrôle commun, au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, ce qui exige la préparation du présent rapport de gestion et d'états financiers consolidés annuels aux 31 décembre 2019 et 2018 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 pour tenir compte de la consolidation de TerraForm Power de façon rétrospective au 17 octobre 2017, soit la date où Brookfield a obtenu le contrôle commun de TerraForm Power et de BEP, et.

Le présent rapport de gestion annule et remplace, à tous les égards, les rapports de gestion de BEP déjà déposés pour ces périodes.

Le présent avis ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'y est pas intégré par renvoi.

Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT DE GESTION
RETRAITÉ DE 2019

Rapport de gestion de Brookfield Renewable Partners L.P. et de TerraForm Power, Inc.

Le présent rapport de gestion porte sur la situation financière au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018 et les résultats d'exploitation pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 qui sont préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). L'information présentée dans le présent rapport de gestion doit être lue avec les états financiers consolidés audités des activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« BEP ») au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019.

Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield » et « la société en commandite » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées, y compris TerraForm Power, Inc. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management ») ou collectivement avec ses filiales, à l'exception d'Énergie Brookfield, « Brookfield ». Sauf indication contraire, « TerraForm Power » désigne TerraForm Power, Inc. (ou l'entité issue du regroupement).

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, les actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») détenues par le public et Brookfield (les « actions échangeables »), les parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables »), et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables et des parts de société en commandite sont désignés collectivement les « porteurs de parts », les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la rubrique « Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Le 30 juillet 2020, la société en commandite a effectué une distribution spéciale d'actions échangeables aux porteurs de parts inscrits au 27 juillet 2020 (la « distribution spéciale »). Se reporter au prospectus déposé auprès de SEDAR et de la SEC le 29 juin 2020 pour de plus amples détails sur la distribution spéciale.

Le 31 juillet 2020, la société en commandite et BEPC ont réalisé l'acquisition de la totalité des actions ordinaires de catégorie A en circulation (les « actions de TERP » de TerraForm Power, à l'exception de la tranche d'environ 62 % des actions de TERP déjà détenue par la société en commandite et ses sociétés affiliées (l'« acquisition de TERP »)). Conformément à la convention de réorganisation dans le cadre de l'acquisition de TerraForm Power, chaque porteur d'actions de TerraForm Power émises dans le public avait le droit de recevoir 0,47625 action échangeable ou 0,47625 part de société en commandite, pour chaque action de TerraForm Power émise dans le public détenue par lui. L'acquisition de TerraForm Power a été conclue en échange de 37 035 241 actions échangeables et de 4 034 469 parts de société en commandite.

Simultanément à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec une société affiliée contrôlée de Brookfield pour transférer les droits de vote rattachés à leurs actions respectives détenues dans TerraForm Power à Énergie Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation. Le transfert de contrôle de TerraForm Power à Énergie Brookfield est considéré comme une transaction entre des entités sous contrôle commun et a été évalué en fonction de la valeur comptable de la participation de Brookfield dans TerraForm Power. Les résultats combinés de TerraForm Power qui n'étaient pas détenus par Énergie Brookfield ont été présentés à titre de participations ne donnant pas le contrôle à Énergie Brookfield de façon rétrospective à partir du 17 octobre 2017, ce qui correspond à toutes les périodes historiques au cours desquelles TerraForm Power était sous contrôle commun.

Énergie Brookfield vise un rendement total de 12 % à 15 % par an sur les actifs qu'elle détient, évalués à long terme. Énergie Brookfield a l'intention de générer ce rendement à même des rentrées de trésorerie tirées de ses activités et de la croissance générée par les investissements en mises à niveau et expansions de sa base d'actifs ainsi qu'au moyen d'acquisitions.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles d'Énergie Brookfield ainsi qu'une description des mesures financières non conformes aux IFRS qui ont été utilisées pour expliquer les résultats financiers présentés aux présentes se trouvent à la rubrique « Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la rubrique « Revue du rendement financier selon des données au prorata – Information sectorielle – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant l'information prospective ».

Sauf indication contraire, tous les montants présentés en dollars sont exprimés en millions de dollars américains. Les symboles « \$ », « R\$ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au réal et au peso colombien.

REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2019	2018	2017
	<i>Tel qu'ajusté¹</i>	<i>Tel qu'ajusté¹</i>	<i>Tel qu'ajusté¹</i>
Produits.....	3 971 \$	3 797 \$	2 772 \$
Coûts d'exploitation directs	(1 263)	(1 273)	(1 023)
Coûts de service de gestion.....	(135)	(94)	(86)
Charge d'intérêts	(1 001)	(973)	(685)
Change et (perte) profit sur les instruments financiers	(36)	37	(89)
Charge d'amortissement.....	(1 271)	(1 151)	(847)
(Charge) recouvrement d'impôt	(43)	343	(69)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	80	583	4
	Taux de change moyen de conversion en \$ US		
\$ CA	1,33	1,30	1,30
€	0,89	0,85	0,89
R\$.....	3,95	3,65	3,19
COP	3 280	2 956	2 951

¹⁾ Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

Analyse des variations pour l'exercice considéré (2019 par rapport à 2018)

Les produits se sont élevés à 3 971 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ce qui représente une augmentation de 174 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 108 millions \$, sous l'effet surtout de la hausse des prix réalisés moyens attribuable aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux démarches d'établissement de contrats commerciaux et à la hausse des prix du marché sur nos volumes non visés par contrat en Colombie, ce qui a représenté une augmentation des produits de 96 millions \$. La hausse de la production a augmenté les produits de 12 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des conditions hydrologiques supérieures à la moyenne aux États-Unis pendant le premier semestre de l'exercice; cette hausse a été en partie contrebalancée par de moins bonnes conditions hydrologiques au Canada. Les variations de change ont eu une incidence négative de 170 millions \$ sur les produits étant donné le raffermissement du dollar américain. L'augmentation des produits de 280 millions \$ provenant des centrales acquises et mises en service récemment a été contrebalancée en partie par la diminution des produits de 44 millions \$ attribuable aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 263 millions \$ en 2019 représentent une diminution de 10 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des économies de coûts réalisées à l'échelle de nos activités au cours de l'exercice et de l'effet de change mentionné ci-dessus. Ces facteurs ont été contrebalancés partiellement par les coûts d'exploitation des centrales mises en service et acquises récemment.

Les coûts de service de gestion totalisant 135 millions \$ en 2019 représentent une augmentation de 41 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts s'élevant à 1 001 millions \$ en 2019 représente une augmentation de 28 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent puisque les avantages tirés des récentes activités de refinancement, qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens, la baisse des emprunts de la société mère et l'effet de change mentionné ci-dessus ont été plus que contrebalancés par la croissance de notre entreprise.

La charge d'impôt de 43 millions \$ en 2019 en regard d'un recouvrement d'impôt de 343 millions \$ pour l'exercice précédent, car l'exercice précédent avait été favorisé par un recouvrement d'impôt différé important au sein de nos activités en Colombie découlant de la législation fiscale adoptée à la fin de 2018 et un recouvrement d'impôt différé lié à la comptabilisation des reports prospectifs de pertes d'exploitation aux États-Unis.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est élevé à 80 millions \$ en 2019, comparativement à 583 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 en raison des éléments susmentionnés.

Analyse des variations pour l'exercice considéré (2018 par rapport à 2017)

Les produits se sont élevés à 3 797 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ce qui représente une augmentation de 1 025 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille, grâce aux dernières centrales acquises et mises en service, s'est traduite par un apport de 950 millions \$ aux produits, qui a été en partie annulé par l'incidence de la vente en 2017 de l'une de nos centrales éoliennes en Irlande dont l'apport représentait des produits de 8 millions \$ pour l'exercice précédent. L'apport provenant du portefeuille sur une base comparable a augmenté les produits de 83 millions \$. La hausse des prix réalisés moyens, qui a augmenté les produits de 213 millions \$, a été soutenue surtout par la hausse des prix du marché provenant de nos installations commerciales, l'incidence des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats existants et l'augmentation des produits tirés de la capacité aux États-Unis. La diminution de la production a entraîné une baisse des produits de 92 millions \$ en raison du retour à la normale des conditions hydrologiques dans l'État de New York et au Canada où la production qui avait été 15 % supérieure à la moyenne à long terme en 2017 et de l'incidence de notre décision d'accumuler l'eau dans nos réservoirs en Colombie en prévision des prix plus élevés pendant la prochaine saison sèche. La diminution nette des produits de 38 millions \$ imputable à l'effet de change a été principalement occasionnée par la dépréciation du réal.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 273 millions \$ représentent une hausse de 250 millions \$ soutenue par la croissance de notre portefeuille, qui a ajouté 248 millions \$ aux coûts d'exploitation directs. Compte non tenu des recouvrements de coûts non récurrents de 10 millions \$ au cours de l'exercice précédent, les coûts d'exploitation ont augmenté de 5 millions \$ sur une base comparable, l'incidence de l'inflation ayant été presque totalement contrebalancée par les avantages tirés de la mise en œuvre de nos mesures de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise. L'effet de change mentionné ci-dessus a entraîné une diminution des coûts d'exploitation de 13 millions \$.

Les coûts de service de gestion totalisant 94 millions \$ représentent une augmentation de 8 millions \$ attribuable à la croissance de notre entreprise.

La charge d'intérêts s'est établie à 973 millions \$, soit une augmentation de 288 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent découlant de la croissance de notre portefeuille qui, à elle seule, représentait une charge d'intérêts additionnelle de 312 millions \$.

La charge d'amortissement s'est élevée à 1 151 millions \$, soit une augmentation de 304 millions \$ en regard de celle de l'exercice précédent découlant de la croissance, qui a été en partie annulée par l'effet de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le recouvrement d'impôt de 343 millions \$ en 2018 en regard d'une charge d'impôt de 69 millions \$ en 2017, car l'exercice considéré avait été favorisé par un recouvrement d'impôt différé important au sein de nos activités en Colombie découlant de la législation fiscale adoptée à la fin de 2018 et un recouvrement d'impôt différé lié à la comptabilisation des reports prospectifs de pertes d'exploitation aux États-Unis.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 583 millions \$ en 2018, contre 4 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des états consolidés de la situation financière audités aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)

	2019	2018
	<i>Tel qu'ajusté¹</i>	<i>Tel qu'ajusté¹</i>
Actifs détenus en vue de la vente.....	352 \$	920 \$
Actifs courants	2 020	2 458
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	937	684
Immobilisations corporelles à la juste valeur	41 055	38 177
Total de l'actif.....	46 196	43 508
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	137	533
Emprunts de la société mère	2 100	2 328
Emprunts sans recours	15 200	14 218
Passifs d'impôt différé	4 855	4 355
Total du passif et des capitaux propres	46 196	43 508
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,30	1,36
€	0,89	0,87
R\$	4,03	3,87
COP	3 277	3 250

¹⁾ Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente se chiffraient à 352 millions \$ au 31 décembre 2019 par rapport à 920 millions \$ au 31 décembre 2018. La diminution de 568 millions \$ s'explique par la vente de cinq projets sur les six qui composaient le portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud.

Au 31 décembre 2019, Énergie Brookfield avait présenté comme actifs détenus en vue de la vente sept centrales solaires (91 MW) en Asie et en Afrique du Sud.

Au cours de 2019, Énergie Brookfield a aussi conclu la vente de six centrales éoliennes (191 MW) en Europe. Au 31 décembre 2018, ces actifs n'étaient pas inclus dans les actifs détenus en vue de la vente.

Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », et à la note 5, « Actifs détenus en vue de la vente », des états financiers consolidés.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 41,1 milliards \$ au 31 décembre 2019, contre 38,2 milliards \$ au 31 décembre 2018. L'augmentation des immobilisations corporelles de 2,9 milliards \$ est principalement attribuable à une réévaluation annuelle de 2,4 milliards \$, laquelle tient compte de l'avantage tiré de la baisse des taux d'actualisation ainsi que de la mise en œuvre réussie de certaines mesures de réduction des coûts et d'augmentation des produits. L'acquisition d'un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis d'une puissance 320 MW et d'un actif éolien en exploitation en Asie d'une puissance de 410 MW a eu pour effet d'augmenter les immobilisations corporelles de 1,3 milliard \$ tandis que l'effet des ajouts inscrits à l'actif attribuables aux dépenses d'investissement de maintien de nos activités hydroélectriques et projets de développement en cours de construction se traduisait par une augmentation des immobilisations corporelles de 464 millions \$. À l'adoption d'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019, nous avons inscrit à l'actif des contrats de location de 407 millions \$. Ces augmentations ont été en partie neutralisées par la vente de six centrales éoliennes en exploitation en Europe, entraînant une diminution de 440 millions \$ et une charge d'amortissement de 1,3 milliard \$ associée aux immobilisations corporelles pour l'exercice. Le raffermissement du dollar canadien a été contrebalancé principalement par la dévaluation du réal et du peso colombien par rapport au dollar américain, ce qui a entraîné une augmentation nette des immobilisations corporelles de 49 millions \$.

Pour des renseignements sur les hypothèses utilisées pour la réévaluation et sur l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers consolidés annuels audités.

Emprunts de la société mère

Les emprunts de la société mère se chiffraient à 2,1 milliards \$ au 31 décembre 2019, contre 2,3 milliards \$ au 31 décembre 2018. Au cours de l'exercice, nous avons conclu l'émission d'obligations vertes parmi les plus importantes effectuées par une société au Canada, soit des billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$) et des billets à moyen terme de série 13 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$); nous avons aussi remboursé les billets à moyen terme de série 7 d'un montant en capital de 450 millions \$ CA (341 millions \$), portant la durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette à 10 ans et réduisant le taux d'intérêt moyen à 4,1 %. L'incidence du change sur nos billets à moyen terme libellés en dollars canadiens a eu pour effet d'augmenter les emprunts de la société mère de 81 millions \$ en raison du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Un montant net de 422 millions \$ a été remboursé sur la facilité de crédit au cours de la période.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font dans le cours normal des activités et sont comptabilisées à la valeur d'échange. Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font principalement avec Brookfield Asset Management.

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme ou garantit des prix fixes afin de générer des flux de trésorerie sous contrat et de réduire l'exposition d'Énergie Brookfield aux prix de l'électricité sur des marchés déréglementés. Énergie Brookfield a bénéficié également d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui a réduit l'exposition aux fluctuations de la production d'énergie éolienne de certaines centrales et a accru ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie. La convention de nivellement de la production éolienne est venue à échéance en février 2019.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu une transaction visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield. Pour de plus amples informations sur l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie, se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités de 2019 d'Énergie Brookfield.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 30, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield, en vertu desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et en Asie. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield inclut les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield a conclu des conventions avec Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III, Brookfield Infrastructure Fund IV et Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés ») grâce auxquelles elle a accès à du financement à court terme au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a prolongé d'une année l'échéance, jusqu'au 31 décembre 2020, de la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée de 400 millions \$. Au 31 décembre 2019, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée consentie par Brookfield Asset Management. Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a également placé un montant d'au plus 600 millions \$ en dépôt auprès d'Énergie Brookfield. Les fonds en dépôt ont depuis été remboursés en totalité avant le 31 décembre 2019, y compris les intérêts courus. La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a totalisé 6 millions \$ (8 millions \$ en 2018).

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat audités pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	558 \$	534 \$	601 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	1	7	6
	559 \$	541 \$	607 \$
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	(22) \$	(20) \$	(13) \$
Frais de commercialisation de l'énergie.....	(20)	(24)	(24)
Services d'assurance ¹	(23)	(25)	(19)
	(65) \$	(69) \$	(56) \$
Charge d'intérêts			
Emprunts	(7) \$	(13) \$	— \$
Désactualisation du solde des contrats	(8)	—	—
	(15) \$	(13) \$	— \$
Coûts de service de gestion.....	(135) \$	(94) \$	(86) \$

¹⁾ Les honoraires liés aux services d'assurance sont versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle agit comme courtier entre des assureurs externes et Énergie Brookfield. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 se sont élevés à 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2018).

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Partie liée	2019	2018
Actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield	51 \$	45 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	48	55
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	12	10
		111 \$	110 \$
Actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield	422 \$	402 \$
Passifs courants			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	93 \$	63 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	10	11
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	36	35
		139 \$	109 \$
Passifs non courants			
Passif sur contrat	Brookfield	562 \$	479 \$

CAPITAUX PROPRES

Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative au 31 décembre 2019 est alors de 15 % des distributions au-delà de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,4225 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 25 % des distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 50 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 (40 millions \$ en 2018).

Après la réalisation de la distribution spéciale, les seuils utilisés pour calculer les droits aux distributions incitatives de Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, ont été réduits à respectivement 0,300 \$ et 0,338 \$ au versement de la distribution spéciale pour lui donner effet. Pour des renseignements supplémentaires, se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion.

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Au cours du premier trimestre de 2019, Énergie Brookfield a émis 7 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 15 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 15 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 175 millions \$ CA (131 millions \$). Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,75 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2024. Par la suite, le taux de distribution sera rajusté tous les cinq ans, à un taux équivalant au plus élevé des taux suivants : i) le rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, majoré de 3,94 %, et ii) 5,75 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 auront le droit, à leur gré, de reclasser leurs parts privilégiées de série 15 en des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 16 (les « parts privilégiées de série 16 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2024 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 16 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à trois mois, majoré de 3,94 %.

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2019, aucune des parts privilégiées n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

En juillet 2019, Énergie Brookfield a annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté son avis lui signifiant son intention de faire une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts privilégiées en circulation. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de ses parts privilégiées. Énergie Brookfield a reçu l'autorisation de commencer les rachats le 9 juillet 2019 et d'y mettre fin le 8 juillet 2020, ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date. Aucune part privilégiée n'a été rachetée en 2019 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

En juillet 2020, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts privilégiées en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2021 ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de ses parts privilégiées. Les porteurs de parts privilégiées peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part privilégiée n'a été rachetée en 2019 ou après le 31 décembre 2019 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Au cours du premier trimestre de 2020, Énergie Brookfield a émis 8 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 17 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 17 ») au prix de 25 \$ chacune, pour un produit brut de 200 millions \$. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 17 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,25 %.

Capitaux propres des commanditaires, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables

Au 31 décembre 2019, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, ce qui représente environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, Énergie Brookfield a émis 176 596 parts de société en commandite (289 641 parts de société en commandite en 2018) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 6 millions \$ (8 millions \$ en 2018).

Après le 31 décembre 2019, 100 352 parts de société en commandite additionnelles ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 4 millions \$.

En décembre 2019, Énergie Brookfield a mis fin à son offre publique de rachat dans le cours normal des activités existante, laquelle devait venir à échéance le 30 décembre 2019, et a effectué une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant les parts de société en commandite. Dans le cadre de cette nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 8,9 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation, aux fins de la gestion du capital. L'offre viendra à échéance le 30 décembre 2020, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Les porteurs de parts peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Le 28 décembre 2018, Énergie Brookfield a racheté 20 000 parts de société en commandite (1 856 798 parts de société en commandite en 2018) négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, pour un coût total de moins de 1 million \$ (51 millions \$ en 2018), pour ensuite les annuler le 31 janvier 2019.

Le 3 juin 2020, certaines sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 10 236 000 parts de société en commandite au prix de 48,85 \$ par part de société en commandite, pour un produit brut de 500 millions \$. Énergie Brookfield n'a vendu aucune part de société en commandite dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement des parts de société en commandite. Compte tenu du placement secondaire de parts de société en commandite susmentionné, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management était de 175 491 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, soit environ 57 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral.

Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a réalisé la « distribution spéciale », selon laquelle les porteurs de parts de société en commandite inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable pour chaque tranche de quatre parts de société en commandite qu'ils détenaient. Immédiatement avant la distribution spéciale, Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu des actions échangeables par voie d'une distribution par Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), des actions échangeables à tous ses porteurs de parts, soit la distribution de BRELP. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales (autres que les entités faisant partie d'Énergie Brookfield) ont reçu approximativement 33,1 millions d'actions échangeables et ii) Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu approximativement 44,7 millions d'actions échangeables, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts de société en commandite, y compris Brookfield, dans le cadre de la distribution spéciale.

Le 31 juillet 2020, par suite de la distribution spéciale, BEPC a conclu l'acquisition de TerraForm Power en vertu de laquelle Énergie Brookfield et BEPC ont acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power (les « actions ordinaires de TERP ») émises dans le public contre 4 034 469 parts de société en commandite et 37 035 241 actions échangeables. La participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management par suite de l'acquisition de TerraForm Power représentait environ 51,5 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield Asset Management détenait, par suite de l'acquisition de TerraForm Power, une participation directe de société en commandite de 25 %. Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de TerraForm Power, se reporter à la note 34, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

Après le 31 décembre 2019, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 85 164 actions échangeables contre des parts de société en commandite d'un montant de 1 million \$ au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020.

Le 13 octobre 2020, certaines sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 4 663 250 actions échangeables au prix de 80,20 \$ CA (60,06 \$) chacune, pour un produit brut de 374 millions \$ CA (285 millions \$). Énergie Brookfield n'a vendu aucune action échangeable dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement des actions échangeables. Compte tenu du placement secondaire d'actions échangeables susmentionné, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES AU PRORATA

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, « le principal décideur opérationnel ») d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Pour de plus amples informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, se reporter à la rubrique « Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les exercices clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Hydroélectricité												
Amérique du Nord.....	13 118	13 308	12 238	12 980	905 \$	893 \$	632 \$	619 \$	469 \$	443 \$	150 \$	189 \$
Brésil	3 707	3 633	3 996	3 927	234	244	181	173	150	142	59	3
Colombie.....	3 096	3 364	3 488	3 482	237	216	144	126	101	86	72	87
	19 921	20 305	19 722	20 389	1 376	1 353	957	918	720	671	281	279
Énergie éolienne												
Amérique du Nord.....	2 969	2 713	3 556	3 169	223	219	163	157	98	96	(87)	15
Europe	904	677	996	764	95	73	67	57	48	38	(11)	8
Brésil	630	626	647	645	37	42	28	33	19	24	1	1
Asie	291	160	290	153	20	12	16	8	10	5	6	4
	4 794	4 176	5 489	4 731	375	346	274	255	175	163	(91)	28
Énergie solaire.....	949	753	978	724	183	146	162	117	107	73	(4)	39
Accumulation et divers	374	519	—	—	87	85	41	49	27	32	1	(2)
Siège social	—	—	—	—	—	—	10	(16)	(268)	(263)	(290)	(264)
Total	26 038	25 753	26 189	25 844	2 021 \$	1 930 \$	1 444 \$	1 323 \$	761 \$	676 \$	(103)\$	80 \$

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i>	19 722	20 389
<i>Production (GWh) – réelle</i>	19 921	20 305
Produits.....	1 376 \$	1 353 \$
Autres produits.....	32	21
Coûts d'exploitation directs	(451)	(456)
BAIIA ajusté.....	957	918
Charge d'intérêts	(210)	(232)
Impôt exigible.....	(27)	(15)
Fonds provenant des activités	720 \$	671 \$
Charge d'amortissement.....	(332)	(385)
Impôt différé et autres	(107)	(7)
Résultat net.....	281 \$	279 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	8 830	8 245	70 \$	69 \$	393 \$	360 \$	287 \$	252 \$	72 \$	66 \$
Canada.....	4 288	5 063	66	64	239	259	182	191	78	123
	13 118	13 308	69	67	632	619	469	443	150	189
Brésil	3 707	3 633	63	67	181	173	150	142	59	3
Colombie.....	3 096	3 364	77	64	144	126	101	86	72	87
Total	19 921	20 305	69 \$	67 \$	957 \$	918 \$	720 \$	671 \$	281 \$	279 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 469 millions \$ en 2019, comparativement à 443 millions \$ pour l'exercice précédent. L'augmentation des produits réalisés moyens par MWh au Canada en raison des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et la hausse de la production comparable en raison des fortes conditions hydrologiques aux États-Unis (7 % supérieure à celle de l'exercice précédent et 10 % supérieure à la moyenne à long terme) ont plus que contrebalancé l'incidence de la vente d'une participation de 25 % dans certains actifs canadiens sur les fonds provenant des activités (24 millions \$ et 670 GWh).

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 39 millions \$ en 2019, par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse de la charge de désactualisation sans effet de trésorerie de certains contrats d'énergie.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 150 millions \$ en 2019, contre 142 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 15 % en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce à une hausse de la production comparable, à une décision favorable qui a attesté la production historique de nos centrales et à la croissance de notre portefeuille grâce aux projets de développement qui s'est traduite par un apport de 63 GWh à la production et de 2 millions \$ aux fonds provenant des activités. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 56 millions \$ en 2019, par rapport à celui de l'exercice précédent, du fait de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la baisse de la charge d'amortissement entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 101 millions \$ en 2019, comparativement à 86 millions \$ pour l'exercice précédent grâce aux mesures de réduction des coûts et à la hausse de 20 % des produits par MWh découlant des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et des démarches de renouvellement de contrats, lesquelles ont été atténuées en partie par une production inférieure de 11 % à la moyenne à long terme alors que nous accumulons l'eau dans nos réservoirs en prévision d'une hausse des prix pendant la prochaine saison sèche.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 15 millions \$ en 2019, par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par l'incidence du recouvrement d'impôt différé découlant de la nouvelle législation fiscale qui a été favorable à l'exercice précédent.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i>	5 489	4 731
<i>Production (GWh) – réelle</i>	4 794	4 176
Produits.....	375 \$	346 \$
Autres produits.....	6	13
Coûts d'exploitation directs	(107)	(104)
BAIIA ajusté.....	274	255
Charge d'intérêts	(96)	(93)
Impôt exigible.....	(3)	1
Fonds provenant des activités	175 \$	163 \$
Charge d'amortissement.....	(219)	(182)
Impôt différé et autres	(47)	47
Résultat net.....	(91)\$	28 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique, des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	1 897	1 613	67 \$	76 \$	85 \$	76 \$	45 \$	36 \$	(67) \$	30 \$
Canada.....	1 072	1 100	90	88	78	81	53	60	(20)	(15)
	2 969	2 713	75	81	163	157	98	96	(87)	15
Europe	904	677	105	110	67	57	48	38	(11)	8
Brésil	630	626	59	69	28	33	19	24	1	1
Asie	291	160	69	66	16	8	10	5	6	4
Total	4 794	4 176	78 \$	84 \$	274 \$	255 \$	175 \$	163 \$	(91) \$	28 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 98 millions \$, contre 96 millions \$ pour l'exercice précédent. L'apport provenant de la croissance de notre portefeuille, grâce à notre participation accrue dans TerraForm Power et à nos mesures de réduction des coûts, a été en partie contrebalancé par l'incidence de la diminution de la production comparable par rapport à celle de l'exercice précédent.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 102 millions \$ en regard de celle de l'exercice précédent en raison de la hausse de la charge d'amortissement attribuable à la croissance de notre portefeuille et aux pertes de couverture latentes.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 48 millions \$, comparativement à 38 millions \$ pour l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille après la mise en service d'une nouvelle capacité éolienne d'une puissance de 51 MW et l'apport pendant un exercice complet des dernières acquisitions conclues s'est traduite par un ajout de 199 GWh à la production et de 13 millions \$ aux fonds provenant des activités, déduction faite des ventes d'actifs. Compte non tenu d'un profit de 8 millions \$ sur la vente d'un projet de développement au Royaume-Uni réalisé au cours de l'exercice précédent, les fonds provenant des activités ont augmenté de 5 millions \$ surtout du fait des ressources plus favorables, des mesures de réduction des coûts d'exploitation et de la réduction des coûts d'intérêts en raison de l'optimisation de la structure du capital.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a reculé de 19 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse des pertes de couverture latentes.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 19 millions \$, comparativement à 24 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison des prix réalisés moyens à la baisse par suite d'une initiative commerciale qui a été favorable à l'exercice précédent et de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a été comparable à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été complètement contrebalancée par des pertes de change latentes au cours de l'exercice précédent et par une baisse de la charge d'amortissement découlant de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Asie

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités d'énergie éolienne en Asie se sont fixés à respectivement 10 millions \$ et 6 millions \$, en hausse comparativement à respectivement 5 millions \$ et 4 millions \$ pour l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport provenant de l'acquisition d'une capacité de 410 MW en Asie au cours de l'exercice (6 millions \$ et 123 GWh). Sur une base comparable, le rendement de nos actifs demeure conforme aux attentes.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie solaire pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i>	978	724
<i>Production (GWh) – réelle</i>	949	753
Produits.....	183 \$	146 \$
Autres produits.....	17	5
Coûts d'exploitation directs	(38)	(34)
BAIIA ajusté.....	162	117
Charge d'intérêts	(55)	(45)
Fonds provenant des activités	107 \$	73 \$
Charge d'amortissement.....	(65)	(39)
Impôt différé et autres	(46)	5
Résultat net.....	(4)\$	39 \$

Les fonds provenant des activités de nos activités d'énergie solaire se sont établis à 107 millions \$, en hausse par rapport à 73 millions \$ pour l'exercice précédent du fait principalement de la croissance de nos activités, notamment en raison de l'acquisition par TerraForm Power d'un portefeuille de production décentralisée d'une puissance 322 MW et de l'apport pendant un exercice complet des dernières centrales acquises et mises en service.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts de nos activités d'énergie solaire s'est chiffrée à 4 millions \$, par rapport à un résultat net de 39 millions \$ pour l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement attribuable à l'expansion de notre portefeuille d'énergie solaire et par des pertes de couverture latentes.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur accumulation et divers pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – réelle</i>	374	519
Produits.....	87 \$	85 \$
Coûts d'exploitation directs	(46)	(36)
BAIIA ajusté.....	41	49
Charge d'intérêts	(13)	(17)
Impôt exigible	(1)	—
Fonds provenant des activités	27 \$	32 \$
Charge d'amortissement.....	(23)	(23)
Impôt différé et autres	(3)	(11)
Résultat net.....	1 \$	(2) \$

Les fonds provenant des activités de nos installations du secteur accumulation et divers se sont fixés à 27 millions \$, contre 32 millions \$ pour l'exercice précédent du fait de la diminution des prix de la capacité réalisés dans le nord-est des États-Unis et de la baisse de la production de nos centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 1 million \$, ce qui est conforme à celui de l'exercice précédent.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Autres produits.....	33 \$	7 \$
Coûts d'exploitation directs	(23)	(23)
BAIIA ajusté.....	10	(16)
Coûts de service de gestion.....	(116)	(84)
Charge d'intérêts	(92)	(99)
Distributions ¹	(70)	(64)
Fonds provenant des activités	(268) \$	(263) \$
Impôt différé et autres	(22)	(1)
Perte nette.....	(290) \$	(264) \$

¹⁾ Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

Les coûts de service de gestion totalisant 116 millions \$ représentent une augmentation de 32 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

Les distributions attribuables aux actions et aux parts de société en commandite privilégiées ont augmenté de 6 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts de société en commandite privilégiées d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (131 millions \$) qui a été réalisée au premier trimestre de 2019.

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2018 ET 2017

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les exercices clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	13 308	13 942	12 980	13 059	893 \$	945 \$	619 \$	665 \$	443 \$	486 \$	189 \$	170 \$
Brésil	3 633	3 426	3 927	3 874	244	243	173	178	142	148	3	(3)
Colombie	3 364	3 683	3 482	3 488	216	191	126	99	86	52	87	19
	20 305	21 051	20 389	20 421	1 353	1 379	918	942	671	686	279	186
Énergie éolienne												
Amérique du Nord.....	2 713	1 765	3 169	2 019	219	161	157	119	96	74	15	9
Europe	677	490	764	513	73	46	57	26	38	15	8	(15)
Brésil	626	278	645	245	42	26	33	22	24	16	1	11
Asie	160	—	153	—	12	—	8	—	5	—	4	—
	4 176	2 533	4 731	2 777	346	233	255	167	163	105	28	5
Énergie solaire.....	753	56	724	53	146	8	117	6	73	2	39	(5)
Accumulation et divers	519	328	—	—	85	59	49	33	32	19	(2)	(6)
Siège social	—	—	—	—	—	—	(16)	(6)	(263)	(231)	(264)	(236)
Total.....	25 753	23 968	25 844	23 251	1 930 \$	1 679 \$	1 323 \$	1 142 \$	676 \$	581 \$	80 \$	(56) \$

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
<i>Production (GWh) – MLT</i>	20 389	20 421
<i>Production (GWh) – réelle</i>	20 305	21 051
Produits.....	1 353 \$	1 379 \$
Autres produits.....	21	15
Coûts d'exploitation directs	(456)	(452)
BAIIA ajusté.....	918	942
Charge d'intérêts	(232)	(240)
Impôt exigible.....	(15)	(16)
Fonds provenant des activités	671 \$	686 \$
Charge d'amortissement.....	(385)	(388)
Impôt différé et autres	(7)	(112)
Résultat net.....	279 \$	186 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique, des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Amérique du Nord										
États-Unis	8 245	8 030	69 \$	71 \$	360 \$	360 \$	252 \$	248 \$	66 \$	6 \$
Canada	5 063	5 912	64	64	259	305	191	238	123	164
	13 308	13 942	67	68	619	665	443	486	189	170
Brésil.....	3 633	3 426	67	71	173	178	142	148	3	(3)
Colombie.....	3 364	3 683	64	52	126	99	86	52	87	19
Total	20 305	21 051	67 \$	66 \$	918 \$	942 \$	671 \$	686 \$	279 \$	186 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord s'étaient fixés à 443 millions \$ en 2018, comparativement à 486 millions \$ pour l'exercice précédent. Bien que la production ait été 3 % supérieure à la moyenne à long terme, elle avait été 5 % inférieure à celle de l'exercice précédent, alors que nous avons profité d'une production supérieure à la moyenne (7 % supérieure à la moyenne à long terme). Les produits moyens par MWh étaient comparables à ceux de l'exercice précédent, les avantages tirés des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats ayant été atténués en partie par l'incidence de la combinaison d'énergie produite (la production était plus élevée aux termes de contrats assortis de prix plus bas). Nous avons également tiré parti des mesures de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 19 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par les économies d'impôt différé alors que l'exercice précédent avait été touché par une charge d'impôt différé ponctuelle découlant de l'incidence de la réforme fiscale américaine à la fin de 2017.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil s'étaient fixés à 142 millions \$ en 2018, comparativement à 148 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités avaient augmenté de 5 % en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce à la hausse de la production comparable, à celle des produits moyens par MWh en raison des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux bénéfices tirés des démarches de renouvellement de contrats et à la contribution des projets de développement. Ces avantages avaient été plus que contrebalancés par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 6 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une baisse de la charge d'amortissement entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie s'étaient fixés à 86 millions \$ en 2018, comparativement à 52 millions \$ pour l'exercice précédent. Nos mesures de réduction des coûts et une hausse de 23 % des produits par MWh, découlant des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et des démarches de renouvellement de contrats, avaient été atténuées en partie par une production qui était 3 % inférieure à la moyenne à long terme alors que nous accumulions l'eau dans nos réservoirs en prévision de la hausse des prix pendant la prochaine saison sèche.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 68 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et d'un recouvrement d'impôt différé découlant de la législation fiscale adoptée à la fin de 2018.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
<i>Production (GWh) – MLT</i>	4 731	2 777
<i>Production (GWh) – réelle</i>	4 176	2 533
Produits.....	346 \$	233 \$
Autres produits.....	13	—
Coûts d'exploitation directs	(104)	(66)
BAIIA ajusté.....	255	167
Charge d'intérêts	(93)	(61)
Impôt exigible.....	1	(1)
Fonds provenant des activités	163 \$	105 \$
Charge d'amortissement.....	(182)	(122)
Impôt différé et autres	47	22
Résultat net.....	28 \$	5 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique, des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Amérique du Nord										
États-Unis	1 613	658	76 \$	91 \$	76 \$	37 \$	36 \$	17 \$	30 \$	11 \$
Canada.....	1 100	1 107	88	91	81	82	60	57	(15)	(2)
	2 713	1 765	81	91	157	119	96	74	15	9
Europe	677	490	110	94	57	26	38	15	8	(15)
Brésil	626	278	69	94	33	22	24	16	1	11
Asie	160	—	66	—	8	—	5	—	4	—
Total	4 176	2 533	84 \$	92 \$	255 \$	167 \$	163 \$	105 \$	28 \$	5 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord s'étaient fixés à 96 millions \$ en 2018, comparativement à 74 millions \$ pour l'exercice précédent, grâce essentiellement à notre croissance. Sur une base comparable, le rendement de notre portefeuille était conforme à celui de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait reculé de 6 millions \$, par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement entraînée par la croissance de notre portefeuille.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe s'étaient fixés à 38 millions \$ en 2018, comparativement à 15 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison surtout de l'apport de nos dernières acquisitions conclues au cours de l'exercice et d'un profit de 8 millions \$ à la vente d'un projet de développement au Royaume-Uni. Sur une base comparable, la hausse des produits moyens par MWh attribuable à l'augmentation des prix du marché avait été neutralisée par une diminution de la production découlant de la baisse de la disponibilité des ressources éoliennes.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 23 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil s'étaient fixés à 24 millions \$ en 2018, comparativement à 16 millions \$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'apport de notre participation dans TerraForm Global, soit des fonds provenant des activités de 12 millions \$ et une production de 375 GWh. Sur une base comparable, l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de nos démarches de renouvellement de contrats a été annulée par une diminution de la production, celle de l'exercice précédent ayant profité d'un régime des vents supérieur à la moyenne (13 % supérieur à la moyenne à long terme) et de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait diminué de 10 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement entraînée par la croissance du portefeuille et l'incidence du change.

Asie

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités éoliennes en Asie se sont fixés à respectivement 5 millions \$ et 4 millions \$ en 2018. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes depuis l'acquisition d'une participation dans TerraForm Global.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie solaire pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
<i>Production (GWh) – MLT</i>	724	53
<i>Production (GWh) – réelle</i>	753	56
Produits.....	146 \$	8 \$
Autres produits.....	5	—
Coûts d'exploitation directs	(34)	(2)
BAIIA ajusté.....	117	6
Charge d'intérêts	(45)	(3)
Charge d'impôt exigible.....	1	(1)
Fonds provenant des activités	73 \$	2 \$
Charge d'amortissement.....	(39)	(4)
Impôt différé et autres	5	(3)
Résultat net.....	39 \$	(5) \$

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable à nos porteurs de parts de nos activités de production d'énergie solaire s'étaient fixés à respectivement 73 millions \$ et 39 millions \$ en 2018, comparativement à respectivement 2 millions \$ et une perte de 5 millions \$ pour l'exercice précédent. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes. La production était plutôt comparable à la moyenne à long terme.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs énergie solaire et accumulation et divers pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
<i>Production (GWh) – réelle</i>	519	328
Produits.....	85 \$	59 \$
Autres produits.....	—	6
Coûts d'exploitation directs	(36)	(32)
BAIIA ajusté.....	49	33
Charge d'intérêts	(17)	(14)
Impôt exigible.....	—	—
Fonds provenant des activités	32 \$	19 \$
Charge d'amortissement.....	(23)	(25)
Impôt différé et autres	(11)	—
Résultat net.....	(2) \$	(6) \$

Les fonds provenant des activités de nos centrales du secteur accumulation et divers avaient augmenté de 13 millions \$ en 2018. Cela s'explique par l'amélioration du rendement de notre centrale d'accumulation par pompage en Nouvelle-Angleterre, laquelle était soutenue par une hausse des prix en fonction de la puissance et de la production, et par l'apport pendant un exercice complet de notre centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts avait diminué de 4 millions \$ en 2018, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été contrebalancée en partie par la cession de notre centrale de cogénération en Ontario au cours de l'exercice.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2018	2017
Autres produits.....	7 \$	19 \$
Coûts d'exploitation directs	(23)	(25)
BAIIA ajusté.....	(16)	(6)
Coûts de service de gestion.....	(84)	(82)
Charge d'intérêts	(99)	(89)
Distributions ¹	(64)	(54)
Fonds provenant des activités	(263)\$	(231)\$
Impôt différé et autres	(1)	(5)
Perte nette.....	(264)\$	(236)\$

¹⁾ Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

Les coûts de service de gestion totalisant 84 millions \$ en 2018 représentaient une augmentation de 2 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, la croissance de notre entreprise ayant été en partie contrebalancée par une capitalisation boursière inférieure des capitaux propres de nos commanditaires par rapport à celle de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts avait augmenté de 10 millions \$ en 2018, contre celle de l'exercice précédent en raison de la hausse des emprunts contractés pour financer la croissance de nos activités.

Les distributions avaient augmenté de 10 millions \$ en 2018, par rapport à celles de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts privilégiées d'un montant en capital de 250 millions \$ CA (201 millions \$) réalisée au premier trimestre de 2018.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ^{1,2}
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Accumulation et divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire						
Produits.....	905	234	237	223	95	37	20	183	87	—	2 021	(79)	2 029	3 971
Autres produits.....	13	19	—	2	4	—	—	17	—	33	88	(8)	25	105
Coûts d'exploitation directs	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(38)	(46)	(23)	(665)	34	(632)	(1 263)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	27	80
BAIIA ajusté.....	632	181	144	163	67	28	16	162	41	10	1 444	—	1 449	—
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)	—	(19)	(135)
Charge d'intérêts.....	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(55)	(13)	(92)	(466)	13	(548)	(1 001)
Impôt exigible.....	(7)	(11)	(9)	1	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(31)	2	(41)	(70)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	(44)	—	—	(44)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(12)	(27)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(829)	(829)
Fonds provenant des activités ...	469	150	101	98	48	19	10	107	27	(268)	761	—	—	—
Charge d'amortissement	(227)	(84)	(21)	(150)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(643)	13	(643)	(1 273)
Change et perte sur les instruments financiers.....	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	(2)	(5)	(37)
Recouvrement d'impôt différé ..	(27)	4	(4)	—	10	—	—	1	—	46	30	—	(3)	27
Divers	(76)	(6)	(2)	(33)	(12)	2	—	(48)	—	(46)	(221)	9	(61)	(273)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(20)	(4)	(24)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	716	716
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	150	59	72	(87)	(11)	1	6	(4)	1	(290)	(103)	—	—	(103)

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 29 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 113 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

³⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ^{1,2}
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Accumulation et divers	Siège social	Total				
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				Énergie solaire			
Produits	893	244	216	219	73	42	12	146	85	—	1 930	(76)	1 943	3 797
Autres produits	12	5	4	2	11	—	—	5	—	7	46	—	29	75
Coûts d'exploitation directs	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(34)	(36)	(23)	(653)	27	(647)	(1 273)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	49	22	71
BAIIA ajusté	619	173	126	157	57	33	8	117	49	(16)	1 323	—	1 347	—
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(84)	(84)	—	(10)	(94)
Charge d'intérêts	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(45)	(17)	(99)	(486)	14	(501)	(973)
Impôt exigible	(4)	(9)	(2)	2	(2)	—	1	1	—	—	(13)	1	(20)	(32)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	—	(38)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(10)	(25)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(806)	(806)
Fonds provenant des activités	443	142	86	96	38	24	5	73	32	(263)	676	—	—	—
Charge d'amortissement	(231)	(136)	(18)	(124)	(43)	(13)	(2)	(39)	(23)	(2)	(631)	13	(533)	(1 151)
Change et perte sur les instruments financiers	(1)	(1)	7	30	9	(10)	3	(15)	(2)	—	20	(1)	18	37
Charge d'impôt différé	(1)	1	18	43	2	—	—	36	—	24	123	—	252	375
Divers	(21)	(3)	(6)	(30)	2	—	(2)	(16)	(9)	(23)	(108)	1	(99)	(206)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	(5)	(18)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	367	367
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	189	3	87	15	8	1	4	39	(2)	(264)	80	—	—	80

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 28 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 439 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

³⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ^{1, 2}
	Hydroélectricité			Énergie éolienne									
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	945	243	191	161	46	26	8	59	—	1 679	(51)	1 144	2 772
Autres produits	1	12	2	—	—	—	—	6	19	40	—	13	53
Coûts d'exploitation directs	(281)	(77)	(94)	(42)	(20)	(4)	(2)	(32)	(25)	(577)	21	(467)	(1 023)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ..	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30	5	35
BAIIA ajusté.....	665	178	99	119	26	22	6	33	(6)	1 142	—	695	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	(82)	(82)	—	(4)	(86)
Charge d'intérêts.....	(180)	(18)	(42)	(45)	(10)	(6)	(3)	(14)	(89)	(407)	13	(291)	(685)
Impôt exigible.....	1	(12)	(5)	—	(1)	—	(1)	—	—	(18)	1	(22)	(39)
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	(28)	(28)	—	—	(28)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(14)	2	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(380)	(380)
Fonds provenant des activités	486	148	52	74	15	16	2	19	(231)	581	—	—	
Charge d'amortissement	(220)	(142)	(26)	(90)	(25)	(7)	(4)	(25)	—	(539)	12	(321)	(848)
Change et perte sur les instruments financiers.....	(12)	(3)	(3)	1	(14)	—	(1)	—	(15)	(47)	—	(54)	(101)
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(67)	2	(10)	28	5	—	1	—	16	(25)	—	(5)	(30)
Divers	(17)	(8)	6	(4)	4	2	(3)	—	(6)	(26)	—	6	(20)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ..	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	—	(12)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	374	374
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	170	(3)	19	9	(15)	11	(5)	(6)	(236)	(56)	—	—	(56)

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 11 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 6 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

³⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net attribuable aux porteurs de parts fait l'objet d'un rapprochement avec les fonds provenant des activités et avec le BAIIA ajusté au prorata pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017	2016	2015
Résultat net attribuable aux éléments suivants :					
Capitaux propres des commanditaires.....	(88) \$	23 \$	(49) \$	(46) \$	(2) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	50	41	29	19	8
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(65)	16	(36)	(38)	(3)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(103) \$	80 \$	(56) \$	(65) \$	3 \$
Charge d'amortissement	643	631	539	540	462
Change et perte (profit) sur les instruments financiers.....	30	(20)	47	(4)	8
Charge d'impôt différé.....	(30)	(123)	25	(78)	(78)
Divers	221	108	26	26	72
Fonds provenant des activités	761 \$	676 \$	581 \$	419 \$	467 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :					
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	44	38	28	15	1
Actions privilégiées	26	26	26	25	30
Impôt exigible.....	31	13	18	19	15
Charge d'intérêts.....	466	486	407	402	346
Coûts de service de gestion.....	116	84	82	62	48
BAIIA ajusté au prorata	1 444 \$	1 323 \$	1 142 \$	942 \$	907 \$
Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	1 449	1 347	695	557	317
BAIIA ajusté consolidé.....	2 893 \$	2 670 \$	1 837 \$	1 499 \$	1 224 \$

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS par part et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités par part pour les exercices indiqués :

	2019	2018	2017	2016	2015
Résultat par part de société en commandite ¹	(0,40) \$	0,10 \$	(0,22) \$	(0,23) \$	(0,01) \$
Charge d'amortissement	1,65	1,62	1,41	1,47	1,31
Change et perte (profit) sur les instruments financiers.....	0,08	(0,05)	0,12	(0,01)	0,02
Charge d'impôt différé.....	(0,08)	(0,32)	0,07	(0,21)	(0,22)
Divers	0,71	0,38	0,13	0,12	0,22
Fonds provenant des activités par porteurs de parts ²	1,96 \$	1,73 \$	1,51 \$	1,14 \$	1,32 \$

¹⁾ Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 178,9 millions (180,2 millions en 2018, 173,5 millions en 2017, 166,8 millions en 2016 et 143,2 millions en 2015). Le résultat net par part de société en commandite a été ajusté pour refléter l'effet dilutif de la distribution spéciale. Se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

²⁾ Le nombre moyen de parts en circulation, ajusté pour tenir compte de la distribution spéciale comme si elle avait eu lieu avant les périodes présentées, s'est établi à 389,0 millions pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (390,4 millions en 2018, 383,6 millions en 2017, 366,5 millions en 2016 et 353,4 millions en 2015), ce qui comprend la participation de commandité, les parts rachetables/échangeables, les parts de société en commandite et les actions échangeables. Le nombre moyen de parts en circulation antérieur à la distribution spéciale pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'est établi à 311,2 millions (312,6 millions en 2018, 305,8 millions en 2017, 288,7 millions en 2016 et 275,6 millions en 2015).

PROFIL DES CONTRATS

En règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin de fournir une forte prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables augmenteront en raison de la prise de conscience croissante relativement aux changements climatiques, des exigences découlant de la législation dans certaines régions visant à délaissier la production d'énergie à partir de combustible fossile, et que la production à partir de sources renouvelables s'accroîtra sous l'effet de leurs coûts de plus en plus concurrentiels.

Au Brésil et en Colombie, nous prévoyons aussi que les prix de l'électricité continueront d'être favorisés par le besoin de construire de nouvelles sources d'approvisionnement à moyen ou long terme pour répondre à la demande croissante. Sur ces marchés, la négociation de contrats d'électricité représente actuellement le seul mécanisme d'achat et de vente d'électricité. Par conséquent, nous nous attendons à obtenir des prix plus élevés lorsque nous renégocierons à moyen terme.

Le tableau suivant présente les contrats que nous avons conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production en Amérique du Nord, en Europe et dans certains autres pays, selon une moyenne à long terme et au prorata. Le tableau ne tient pas compte du Brésil et de la Colombie où nous prévoyons que les contrats d'électricité venant à échéance seront renégociés dans le cours normal des activités étant donné la logique de ces marchés de l'électricité. À l'heure actuelle dans ces pays, le profil des contrats s'élève à respectivement 90 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 13 ans (au prorata).

(EN GWH, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2021	2022	2023	2024
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	7 910	5 763	4 446	4 446	4 446
Canada ¹	4 066	2 929	2 151	2 074	2 061
	11 976	8 692	6 597	6 520	6 507
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis.....	3 989	3 774	3 803	3 797	3 294
Canada.....	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359
	5 348	5 133	5 162	5 156	4 653
Europe.....	1 285	1 266	1 266	1 256	1 196
Asie.....	423	423	423	423	423
	7 056	6 822	6 851	6 835	6 272
Énergie solaire	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433
Production visée par contrat au prorata.....	21 465	17 947	15 881	15 788	15 212
Production non visée par contrat au prorata.....	1 144	4 662	6 728	6 821	7 397
	22 609	22 609	22 609	22 609	22 609
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata.....	95 %	79 %	69 %	69 %	66 %
Prix par MWh – production totale au prorata.....	77 \$	84 \$	90 \$	90 \$	92 \$

¹⁾ Comprend la production de 3 753 GWh pour 2020 et de 1 334 GWh pour 2021 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 15 ans en Amérique du Nord, à 10 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie, à 13 ans en Europe et à 19 ans dans l'ensemble de nos autres territoires.

Au cours des cinq prochains exercices, un certain nombre de contrats viendront à échéance relativement à nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord. Selon les prix de marché actuels de l'énergie et des produits accessoires, nous ne prévoyons aucune incidence négative sur les flux de trésorerie découlant des contrats qui viendront à échéance au cours des cinq prochains exercices.

En ce qui concerne les portefeuilles au Brésil et en Colombie, nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non contractuelle de manière à atténuer le risque hydrologique.

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatifs à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes d'électricité (40 %), sociétés de distribution (25 %), utilisateurs industriels (19 %) et Brookfield (16 %).

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

STRUCTURE DU CAPITAL

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. Près de 95 % de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et est à environ 80 % liée à des projets.

Le tableau suivant présente la structure du capital aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Consolidé	
	2019	2018	2019	2018
Emprunts de la société mère ¹	299 \$	721 \$	299 \$	721 \$
Dette				
Billets à moyen terme ²	1 808	1 613	1 808	1 613
Emprunts sans recours ³	—	—	15 227	14 266
	1 808	1 613	17 035	15 879
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	—	—	4 689	4 225
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle.....	—	—	11 086	10 289
Actions privilégiées.....	597	568	597	568
Parts de société en commandite privilégiées.....	833	707	833	707
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.....	7 964	7 838	7 964	7 838
Total de la structure du capital	11 202 \$	10 726 \$	42 204 \$	39 506 \$
Ratio d'endettement.....	16 %	15 %	40 %	40 %

¹⁾ Les ratios d'endettement ne tiennent pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère, car ils ne sont pas des sources de capital permanentes.

²⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 7 millions \$ (6 millions \$ en 2018).

³⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 142 millions \$ (6 millions \$ en 2018) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 119 millions \$ (102 millions \$ en 2018) et 92 millions \$ (54 millions \$ en 2018) de primes non amorties.

⁴⁾ Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	143 \$	169 \$
Placements dans des titres de capitaux propres	95	117
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées ¹	2 150	2 100
Emprunts effectués sur les facilités de crédit	(299)	(721)
Facilité de lettres de crédit autorisée	400	300
Lettres de crédit émises.....	(266)	(209)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 985	1 470
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	472	218
Liquidités disponibles	2 695 \$	1 974 \$

¹⁾ Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement et nos distributions ainsi que de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme de la production. Nous maintenons un solide bilan de qualité supérieure caractérisé par une structure du capital prudente, par un accès à un financement à plusieurs niveaux qui nous permet de tirer profit des occasions de recyclage des capitaux et par diverses sources de capital. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, la capacité d'emprunt sans recours et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés publics.

EMPRUNTS

Le tableau suivant présente les composantes des obligations liées à la dette, le profil global relatif aux échéances et les taux d'intérêt moyens de nos emprunts et facilités de crédit au prorata aux 31 décembre :

	2019			2018		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt %	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt %	Durée (en années)	Total
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société mère						
Billets à moyen terme	4,1	10	1 808 \$	4,4	7	1 613 \$
Facilités de crédit ¹	2,9	5	299	3,3	4	721
Emprunts sans recours au prorata ²						
Hydroélectricité	5,6	10	3 727	5,8	9	3 640
Énergie éolienne	4,5	10	1 742	4,7	10	1 792
Énergie solaire	4,7	10	1 470	5,2	11	1 022
Accumulation et divers	5,5	5	235	5,4	6	249
	5,1	10	7 174	5,4	10	6 703
			9 281 \$			9 037 \$
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			(46)			(48)
			9 235			8 989
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(431)			(1 972)
Participations ne donnant pas le contrôle			8 496			3 701
Selon les états financiers IFRS			17 300 \$			10 718 \$

¹⁾ Les emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère sont présentés en fonction de la disponibilité sur nos facilités à plus longue durée, peu importe sur quelle facilité de crédit le montant a été emprunté.

²⁾ Les montants ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 11 millions \$ associée aux portefeuilles dont les actifs étaient classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2019 (60 millions \$ en 2018).

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 31 décembre 2019 :

(EN MILLIONS)	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ²	—	—	308	—	—	1 500	1 808
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit	—	6	147	50	—	—	203
Hydroélectricité	—	—	215	423	83	2 135	2 856
Énergie éolienne	—	—	56	87	—	303	446
Énergie solaire	9	137	—	87	—	356	589
Accumulation et divers	—	61	—	—	—	152	213
	9	204	418	647	83	2 946	4 307
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	57	56	73	59	66	509	820
Énergie éolienne	107	108	106	109	118	738	1 286
Énergie solaire	47	51	55	58	60	468	739
Accumulation et divers	3	3	3	4	5	4	22
	214	218	237	230	249	1 719	2 867
Total	223	422	963	877	332	6 165	8 982
Intérêts à payer^{1, 3}							
Emprunts de la société mère ¹	82	83	76	69	69	451	830
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	211	195	181	164	146	694	1 591
Énergie éolienne	72	70	66	58	52	185	503
Énergie solaire	44	56	50	45	39	193	427
Accumulation et divers	13	13	6	8	10	7	57
	340	334	303	275	247	1 079	2 578
Total	422	417	379	344	316	1 530	3 408

¹⁾ Le calendrier de remboursement de la dette ne tient pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère, car ils ne sont pas des sources de capital permanentes.

²⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 7 millions \$ (6 millions \$ en 2018).

³⁾ Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur toute la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon les taux d'intérêt estimés.

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas d'enjeux importants à la négociation, à des conditions acceptables, de nos emprunts jusqu'en 2024 et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Nous finançons les dépenses d'investissement liées à la croissance à même les flux de trésorerie provenant des activités combinés à de la dette sans recours de manière à observer des seuils en matière de couverture et de clauses restrictives de première qualité. Nous pouvons ainsi nous assurer que nos placements disposent de structures du capital stables qui sont soutenues par des capitaux propres considérables et que les flux de trésorerie liés à l'actif peuvent être versés librement à la société en commandite. Cette stratégie est le fondement même de notre profil de première qualité.

Pour financer des projets de développement et des acquisitions d'envergure, nous évaluons diverses sources de capitaux, y compris le produit de la vente d'entreprises bien établies, en plus de mobiliser des fonds sur les marchés boursiers au moyen d'émissions de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt et d'actions privilégiées. En outre, la société dispose de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 2,15 milliards \$ destinées aux placements et aux acquisitions et pour financer la composante capitaux propres des initiatives de croissance interne. Les facilités ne constituent pas une source permanente de capitaux, mais ont toujours plutôt servi de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie audités pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation.....	1 554 \$	1 286 \$	616 \$
Activités de financement.....	(402)	(684)	944
Activités d'investissement.....	(1 211)	(1 077)	(860)
(Perte) profit de change sur la trésorerie.....	(6)	(22)	4
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....	(65) \$	(497) \$	704 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 se sont établis à 1 554 millions \$, par rapport à 1 286 millions \$ en 2018. L'augmentation de 268 millions \$ des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation est principalement attribuable à la croissance et au rendement d'exploitation solide de notre entreprise, comme le reflète l'augmentation des fonds provenant des activités en regard de ceux de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'élevaient à 1 286 millions \$ par rapport à 616 millions \$ en 2017. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation au cours de l'exercice précédent avait été soutenue essentiellement par l'apport découlant de la croissance de notre portefeuille et le règlement de la distribution spéciale en espèces aux porteurs d'actions de TerraForm Power (la « distribution spéciale de TerraForm Power ») au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La variation nette des soldes du fonds de roulement, présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie annuels audités, s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants.....	(66) \$	(122) \$	(35) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	17	(18)	(45)
Autres actifs et passifs.....	(4)	46	(9)
Règlement de la distribution spéciale de TerraForm Power.....	—	—	(285)
	(53) \$	(94) \$	(374) \$

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 402 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Nous avons émis des parts privilégiées de série 15 d'un montant en capital de 175 millions \$ CA au cours du premier trimestre de 2019 en vue d'optimiser notre structure de capital et d'améliorer notre situation de trésorerie et avons contracté une dette à long terme de 4,3 milliards \$, y compris des financements d'un montant de 600 millions \$ CA par voie d'émission d'obligations vertes de la société mère effectués au Canada, contrebalancée par des remboursements de 3,8 milliards \$ réalisés au cours de l'exercice, y compris le rachat anticipé des billets à moyen terme de série 7 (450 millions \$ CA) venant à échéance en 2020, portant la durée moyenne jusqu'à l'échéance des billets à moyen terme à 10 ans. Nous avons conclu la vente d'une participation additionnelle de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada au cours du premier trimestre de 2019, pour un produit de 268 millions \$, afin de soutenir notre croissance et de recycler des capitaux au moyen d'occasions plus rentables. En 2019, les distributions qui ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, se chiffrant à 844 millions \$, ont augmenté principalement en raison du solide rendement de nos activités en Colombie au cours de l'exercice.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield se sont établies à 684 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,65 \$ par part d'Énergie Brookfield (ajustées pour la distribution spéciale), soit une hausse de 5 % par part à partir du premier trimestre de 2019. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées se sont élevées à 69 millions \$.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement avaient totalisé 684 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Nous avons conclu la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille de certains actifs hydroélectriques au Canada au cours du quatrième trimestre de 2018, pour un produit de 300 millions \$. Nous avons également émis des parts privilégiées au cours du premier trimestre de 2018, pour des produits nets de 196 millions \$, en vue d'optimiser notre structure de capital et d'améliorer notre situation de trésorerie. Des distributions de 670 millions \$ ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, desquelles un montant de 251 millions \$ était attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield s'établissaient à 643 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,57 \$ par part (ajustées pour la distribution spéciale), soit une hausse de 5 % par part à partir du premier trimestre de 2018. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées s'étaient élevées à 63 millions \$.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement avaient totalisé 944 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Au cours de l'exercice, nous avons contracté 3,3 milliards \$ de dette à long terme et en avons remboursé 3,1 milliards \$, pour un emprunt net de 218 millions \$ qui était essentiellement lié au financement de la croissance de notre portefeuille et aux initiatives de financement liées à nos projets. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation étaient attribuables à la croissance de notre portefeuille grâce à nos partenaires institutionnels et avaient totalisé 1 318 millions \$. Afin de financer la croissance de notre portefeuille, les activités sur les marchés financiers avaient entraîné l'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées, pour un produit net de 598 millions \$. Les distributions de 543 millions \$ versées aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation s'expliquaient essentiellement par la hausse des dividendes versés par nos activités en Colombie et la vente de notre portefeuille éolien en Irlande.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les distributions versées aux porteurs d'Énergie Brookfield s'étaient élevées à 591 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,50 \$ par part (ajustées pour la distribution spéciale), soit une hausse de 5 % par part à partir du premier trimestre de 2017. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées s'étaient élevées à 51 millions \$.

Activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 1 211 millions \$. Au cours du quatrième trimestre de 2019, nous avons investi un montant de 144 millions \$ dans nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, notamment dans la création d'une coentreprise à parts égales visant X-Elio. Cet investissement a été en partie financé par le produit tiré de la vente conclue de cinq projets sur les six qui composaient le portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud ainsi que d'actifs éoliens en Europe d'une puissance de 191 MW. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles a atteint 460 millions \$. La trésorerie affectée à l'acquisition d'un portefeuille d'énergie éolienne en Inde d'une puissance de 210 MW, une centrale d'énergie éolienne en Chine d'une puissance de 200 MW et une centrale de production d'énergie solaire décentralisée aux États-Unis d'une puissance de 320 MW a totalisé 983 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'étaient établis à 1 077 millions \$. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles avait atteint 271 millions \$. La trésorerie affectée à l'acquisition de Saeta Yield, société espagnole de production d'énergie renouvelable qui détenait alors des centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de plus de 1 000 MW, d'un portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW et d'un portefeuille d'énergie éolienne en Irlande d'une puissance de 23 MW au cours du quatrième trimestre de 2018 avait totalisé 970 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement avaient totalisé 860 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. L'acquisition de TerraForm Power, de TerraForm Global et d'une centrale éolienne en Irlande ainsi que de notre placement dans un portefeuille de centrales d'accumulation en Europe avait totalisé 935 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles avait atteint 357 millions \$. Le produit découlant de la vente de la centrale éolienne en Irlande s'élevait à 150 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation aux 31 décembre étaient comme suit :

	Pro Forma¹	2019	2018
Actions privilégiées de catégorie A²	31 035 967	31 035 967	31 035 967
Parts privilégiées³			
Solde au début de l'exercice	44 885 496	37 885 496	27 885 496
Émission	8 000 000	7 000 000	10 000 000
Solde à la fin de l'exercice	52 885 496	44 885 496	37 885 496
Participation de commandité	2 651 506	2 651 506	2 651 506
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	129 658 623	129 658 623	129 658 623
Actions échangeables	114 792 786	—	—
Parts de société en commandite			
Solde au début de l'exercice	178 977 800	178 821 204	180 388 361
Émises dans le cadre de l'acquisition de TerraForm Power	4 034 469	—	—
Régime de réinvestissement des distributions.....	100 352	176 596	289 641
Émises au moment de l'échange des actions échangeables	85 164	—	—
Rachat pour annulation	—	(20 000)	(1 856 798)
Solde à la fin de l'exercice	183 197 785	178 977 800	178 821 204
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral⁴	427 649 194	308 636 423	308 479 827

¹⁾ Les actions et les parts en circulation sont ajustées au pro forma pour refléter les transactions effectuées jusqu'au 30 septembre 2020, y compris les 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 émises le 24 février 2020, les 77 842 712 actions échangeables émises dans le cadre de la distribution spéciale effectuée le 30 juillet 2020 ainsi que les 37 035 241 actions échangeables, les 4 034 469 parts de société en commandite émises dans le cadre de l'acquisition de TerraForm Power le 31 juillet 2020 et toutes parts de société en commandite émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions ainsi que tout échange d'actions échangeables contre des parts de société en commandite jusqu'au 30 septembre 2020. Se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements.

²⁾ Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série comme suit : 5 449 675 actions privilégiées de catégorie A, série 1 sont en circulation; 4 510 389 actions privilégiées de catégorie A, série 2 sont en circulation; 9 961 399 actions privilégiées de catégorie A, série 3 sont en circulation; 4 114 504 actions privilégiées de catégorie A, série 5 sont en circulation; et 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A, série 6 sont en circulation.

³⁾ Les parts privilégiées sont divisées en séries et certaines de ces séries permettent la conversion de leurs parts, à raison de une pour une, au gré du porteur comme suit : 2 885 496 parts privilégiées de série 5 sont en circulation; 7 000 000 de parts privilégiées de série 7 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 8 à partir du 31 janvier 2021); 8 000 000 de parts privilégiées de série 9 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 10 à partir du 31 juillet 2021); 10 000 000 de parts privilégiées de série 11 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 12 à partir du 30 avril 2022); 10 000 000 de parts privilégiées de série 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2023); et 7 000 000 de parts privilégiées de série 15 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 16 à partir du 30 avril 2024).

⁴⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Le tableau suivant présente les dividendes et distributions déclarés et versés pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Déclarés			Versés		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Actions privilégiées de catégorie A	26 \$	26 \$	26 \$	26 \$	26 \$	25 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	44 \$	38 \$	28 \$	43 \$	37 \$	26 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	844 \$	664 \$	543 \$	844 \$	670 \$	543 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	55 \$	45 \$	35 \$	54 \$	44 \$	34 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	268 \$	255 \$	243 \$	267 \$	254 \$	242 \$
Parts de société en commandite	370 \$	355 \$	328 \$	363 \$	345 \$	315 \$

Les distributions par part aux porteurs de parts de société en commandite, sur une base annualisée, ont été augmentées comme suit :

Date de l'augmentation	Montant de l'augmentation ¹	Distribution annuelle ¹	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2015	0,09 \$	1,33 \$	Mars 2015
Février 2016	0,09 \$	1,42 \$	Mars 2016
Février 2017	0,08 \$	1,50 \$	Mars 2017
Février 2018	0,07 \$	1,57 \$	Mars 2018
Février 2019	0,08 \$	1,65 \$	Mars 2019
Février 2020	0,09 \$	1,74 \$	Mars 2020

¹⁾ Les montants des distributions ont été ajustés pour refléter l'effet dilutif de la distribution spéciale.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

- Engagements – Ententes relatives à l'utilisation de l'eau, de terrains et de barrages, et contrats et modalités relatifs aux acquisitions confirmées de portefeuilles d'exploitation et de projets de développement
- Éventualités – Actions en justice, arbitrages et poursuites dans le cours normal des activités et émission de lettres de crédit
- Garanties – Nature de toutes les promesses d'indemnisation

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Énergie Brookfield n'a conclu aucun accord hors état de la situation financière qui pourrait raisonnablement avoir une incidence à l'heure actuelle ou à l'avenir sur notre situation financière, l'évolution de notre situation financière, nos produits ou charges, nos résultats d'exploitation, notre situation de trésorerie, nos dépenses d'investissement ou nos sources de financement qui soit importante pour les investisseurs.

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve. Au 31 décembre 2019, les lettres de crédit émises totalisaient 718 millions \$ (686 millions \$ en 2018).

DONNÉES FINANCIÈRES CHOISIES

Les données figurant à la présente rubrique, sauf les données d'exploitation, le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part présentés dans les tableaux ci-après, proviennent des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield aux 31 décembre 2019 et 2018, et pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, et des notes annexes, et devraient être lus avec ceux-ci.

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2019	2018	2017	2016	2015
Information sur l'exploitation :					
Puissance (MW)	18 883	17 419	16 369	10 731	7 284
Production totale (GWh)					
Production moyenne à long terme	53 926	51 971	42 334	38 982	24 467
Production réelle	52 560	52 056	43 385	34 071	23 332
Production au prorata (GWh)					
Production moyenne à long terme	26 189	25 844	23 251	22 362	18 749
Production réelle	26 038	25 753	23 968	20 222	17 662
Produits moyens (\$ par MWh)	78	75	70	73	73
Informations financières supplémentaires :					
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ¹	(103) \$	80 \$	(56) \$	(65) \$	3 \$
Résultat de base par part de société en commandite ²	(0,40)	0,10	(0,22)	(0,23)	0,01
BAIIA ajusté consolidé ^{3, 4}	2 893	2 670	1 837	1 499	1 224
BAIIA ajusté au prorata ^{3, 4}	1 444	1 323	1 142	942	907
Fonds provenant des activités ³	761	676	581	419	467
Fonds provenant des activités par part ^{1, 3}	1,96	1,73	1,51	1,14	1,32
Distribution par part de société en commandite	1,65	1,57	1,50	1,42	1,33

¹⁾ Les données des porteurs de parts et par part comprennent les porteurs de la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

²⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participations de commandité s'est établi à 389,0 millions (390,4 millions en 2018, 383,6 millions en 2017, 366,5 millions en 2016 et 353,4 millions en 2015).

³⁾ Ajusté pour refléter la distribution spéciale d'actions échangeables de BEPC en vigueur au 30 juillet 2020.

ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés audités de Brookfield Renewable Partners L.P. aux 31 décembre 2019 et 31 décembre 2018 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019 sont préparés conformément aux IFRS publiées par l'IASB. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », des états financiers consolidés audités n'est considérée comme une estimation comptable critique, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles, des instruments financiers et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, des taux d'inflation, de l'exercice final, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon la direction, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans le présent rapport de gestion. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, la volatilité des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque » de notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F. L'interdépendance de ces facteurs empêche de qualifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield de façon raisonnable. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Les facteurs de risque additionnels, autres que ceux décrits à la rubrique « Facteurs de risque » de notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F, sont les suivants :

Risques liés à la pandémie de COVID-19

La propagation rapide du virus de la COVID-19, dont l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré le 11 mars 2020 que cela constituait une pandémie, et les mesures prises à l'échelle mondiale en réponse à la COVID-19, ont perturbé de manière importante les activités commerciales internationales. Qui plus est, les activités du groupe Énergie Brookfield dépendent, dans une certaine mesure, de la libre circulation des biens, des services et des capitaux propres partout dans le monde, circulation qui a été considérablement restreinte en raison de la COVID-19. Le groupe Énergie Brookfield a mis en œuvre un plan d'intervention pour assurer le maintien de ses activités malgré l'éclosion du virus, y compris des précautions de sécurité supplémentaires en ce qui concerne son personnel, de même que des plans d'urgence en ce qui a trait à ses installations. Toutefois, le groupe Énergie Brookfield pourrait subir des répercussions directes ou indirectes de la pandémie, notamment des retards dans les projets de développement ou de construction dans le cadre de ses activités et il existe un certain risque que certaines des contreparties à ses contrats ne puissent pas respecter leurs obligations.

À ce jour, le groupe Énergie Brookfield n'a connu aucune incidence importante sur ses activités, sa situation financière, ses flux de trésorerie ou son rendement financier comparable à celle que bien d'autres entreprises ont pu connaître. Compte tenu de la nature évolutive et dynamique des circonstances entourant la COVID-19, il est difficile de prédire l'ampleur des répercussions de la COVID-19, notamment celles des mesures prises pour y faire face, sur l'économie mondiale et les activités du groupe Énergie Brookfield ou encore la durée des perturbations. L'ampleur de ces répercussions dépendra des événements futurs, qui sont très incertains, en évolution rapide, et difficiles à prédire, notamment de nouvelles informations pouvant être rendues publiques concernant la gravité de la COVID-19 et de mesures qui peuvent être prises pour endiguer sa progression. Ces événements pourraient avoir une incidence défavorable sur les actifs, les passifs, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie du groupe Énergie Brookfield.

Malgré ces conditions et risques, nos activités résistent bien, car nous sommes à la fois propriétaire, exploitant et investisseur dans l'un des secteurs les plus essentiels du monde. Nos produits proviennent principalement de contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables très diversifiées. La majorité de nos actifs peuvent être exploités à partir de centres de contrôle centralisés et nos exploitants à l'échelle mondiale ont mis en œuvre des plans d'urgence afin de veiller à ce que les activités opérationnelles ainsi que les programmes d'entretien et de dépenses d'investissement se poursuivent et soient perturbés le moins possible. Au 30 septembre 2020, nous affichons un bilan robuste, ainsi qu'une note de crédit de première qualité solide et des liquidités disponibles d'environ 3,3 milliards \$ tout en n'ayant aucune échéance importante au cours des cinq prochaines années.

ESTIMATIONS CRITIQUES

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels ainsi que sur le montant déclaré des produits et des autres éléments du résultat global de l'exercice considéré. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations et les hypothèses critiques dans la détermination des montants déclarés dans les états financiers consolidés audités portent sur les éléments suivants :

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield. La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour de plus amples informations, se reporter à la note 1 t) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles », des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield.

L'estimation des durées d'utilité et des valeurs résiduelles permet de calculer l'amortissement. Des révisions annuelles sont effectuées pour s'assurer de l'exactitude des durées d'utilité et des valeurs résiduelles.

ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Énergie Brookfield des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou paierait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés audités pour de plus amples détails.

iii) Impôt différé

Les états financiers consolidés audités comprennent des estimations et des hypothèses pour établir les taux d'imposition futurs applicables aux filiales et identifier les différences temporaires liées à chaque filiale. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur à l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur aux dates des états de la situation financière consolidés audités. L'utilisation de plans et de prévisions d'exploitation permet d'évaluer le moment où les différences temporaires se résorberont.

JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les jugements critiques rendus quant à l'application des méthodes comptables utilisées dans les états financiers consolidés audités et dont l'incidence est significative sur les montants qui y sont présentés portent sur les points suivants :

i) Préparation des états financiers consolidés

Les états financiers consolidés audités pour l'exercice considéré présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Il faut exercer du jugement pour établir les actifs, les passifs et les transactions qui doivent être comptabilisés dans les états financiers consolidés audités comme faisant partie des activités d'Énergie Brookfield.

ii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 j), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation », des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield. L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut exercer du jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables devant être inclus dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur 20 ans pour ses actifs hydroélectriques. Cette période de 20 ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur 20 ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée. La méthode utilisée pour ses actifs des secteurs éoliens, solaires et d'accumulation et divers consiste à harmoniser la durée du modèle avec la durée d'utilité résiduelle prévue des actifs visés.

Le modèle d'évaluation intègre les flux de trésorerie futurs des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, lorsqu'il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Pour ce qui est de la production future estimée qui n'intègre pas les prix fixés par des conventions d'achat d'électricité à long terme, le modèle de flux de trésorerie repose sur des estimations des prix futurs de l'électricité, en tenant compte des cours proposés par des courtiers obtenus de sources indépendantes pour les années où le marché est liquide. L'évaluation des actifs de production d'énergie qui ne sont pas directement liés à des conventions d'achat d'électricité à long terme s'appuie également sur l'utilisation d'une estimation à long terme des prix futurs de l'électricité. À cette fin, selon le modèle d'évaluation, un taux d'actualisation permettant de dégager un rendement raisonnable est appliqué au coût tout compris de construction de nouvelles centrales d'énergie renouvelable dont le profil de production est semblable à celui de l'actif évalué et sert de référence pour fixer le prix du marché de l'électricité provenant de sources renouvelables.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2026 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2027 en Colombie et d'ici 2023 en Europe et au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales d'énergie renouvelable pour établir les prix de l'électricité provenant de sources renouvelables générée par des centrales hydroélectriques et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout compris de nouvelles centrales.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, compte tenu du renouvellement non récurrent d'une durée d'utilité de 30 ans visant les actifs hydroélectriques admissibles.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des centrales en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque centrale en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur 20 ans auquel elle se conforme pour que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iii) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 m), « Instruments financiers », de nos états financiers consolidés audités. En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net ainsi que pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

iv) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 o), « Impôts sur le résultat », des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield. Pour l'application de cette méthode, il faut exercer du jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Aucune des nouvelles modifications apportées aux IFRS n'a eu d'incidence sur Énergie Brookfield en 2020.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

En août 2020, l'IASB a publié une réforme des taux d'intérêt de référence modifiant IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (modifications de phase II), qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2021. Nous prévoyons avoir terminé notre évaluation avant le 1^{er} janvier 2021. L'adoption de cette réforme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur Énergie Brookfield.

À l'heure actuelle, aucune des modifications futures qui seront apportées aux IFRS n'est susceptible d'avoir une incidence sur Énergie Brookfield.

ÉVALUATION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances d'Énergie Brookfield, a évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière, ainsi que des contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP au 31 décembre 2019. En se fondant sur cette évaluation, la direction a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information financière, ainsi que les contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP étaient appliqués avec efficacité au 31 décembre 2019.

Les contrôles et procédures, quelle que soit la qualité de sa conception, peuvent uniquement fournir une assurance raisonnable en ce qui concerne la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers conformément aux IFRS ainsi qu'une assurance raisonnable que tous les problèmes liés aux contrôles ont été détectés. Par conséquent, les contrôles et procédures de communication de l'information financière, ainsi que les contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP sont efficaces pour fournir l'assurance raisonnable, et non l'assurance absolue, que les objectifs de ces contrôles et procédures sont atteints.

Nous n'avons pas tenu compte dans notre évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information financière ainsi que des contrôles internes à l'égard de l'information financière de TerraForm Power, de laquelle nous avons acquis le contrôle le 31 juillet 2020, mais avons inclut dans notre périmètre de consolidation de manière rétrospective dans les présents états financiers à partir du 17 octobre 2017. Les états financiers de TerraForm Power sont composés de près de respectivement 25 % et 16 % de l'actif total et de l'actif net au 31 décembre 2019, et de 25 % des produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Aucun changement n'a été apporté aux contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP au cours du trimestre ou de l'exercice clos le 31 décembre 2019 qui a eu ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de BEP.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

En février 2020, Énergie Brookfield, par l'entremise de sa filiale, TerraForm Power, a conclu l'acquisition d'un portefeuille de deux centrales d'énergie solaire concentrée en Espagne d'une puissance nominale combinée d'environ 100 MW à un prix d'achat total d'environ 117 millions € (environ 128 millions \$ en date de l'acquisition). Ces installations, dont la durée de vie réglementaire résiduelle est d'environ 19 ans, sont assujetties au cadre de réglementation sur les énergies renouvelables de l'Espagne.

En février 2020, Énergie Brookfield a émis 8 000 000 de parts de société en commandite privilégiées, série 17 au prix de 25 \$ chacune, pour un produit brut de 200 millions \$. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 17 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,25 %.

En mars 2020, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'actifs d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 278 MW et d'actifs d'énergie solaire en exploitation en Inde d'une puissance de 47 MW. La participation d'Énergie Brookfield dans les deux projets devrait s'élever à 25 %.

En mars 2020, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire en Thaïlande d'une puissance de 39 MW, pour un produit total de 94 millions \$. La participation de la société dans ce portefeuille était de 31 %.

En juin 2020, des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 10 236 000 parts de société en commandite au prix de 48,85 \$ chacune, pour un produit brut de 500 millions \$. Énergie Brookfield n'a vendu aucune part de société en commandite dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement des parts de société en commandite.

En août 2020, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 14 d'un montant en capital de 425 millions \$ CA (319 millions \$). Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux d'intérêt fixe de 3,33 % par année et viennent à échéance en août 2050. Les billets à moyen terme de série 14 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

En septembre 2020, Énergie Brookfield a remboursé les billets à moyen terme de série 8 d'un montant en capital de 400 millions \$ CA (304 millions \$) avant leur date d'échéance.

En septembre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 33 MW, pour un produit total de 25 millions \$. La participation d'Énergie Brookfield dans ce portefeuille était de 31 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, par l'entremise de sa filiale, TerraForm Power, a réalisé la vente d'une participation brute de 40 % dans un portefeuille éolien d'une puissance de 852 MW aux États-Unis pour un produit total de 264 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 178 millions \$).

En octobre 2020, Énergie Brookfield a conclu la vente d'un portefeuille éolien en Irlande d'une puissance de 47 MW, pour un produit de 140 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 55 millions \$). Énergie Brookfield détient une participation financière de 39 % et 100 % des droits de vote dans le portefeuille éolien en Irlande.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un portefeuille d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 1 200 MW en contrepartie d'environ 46 millions \$, qui devrait commencer ses activités commerciales au début de 2023. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a fait l'acquisition d'un portefeuille de prêts garanti par des actifs en exploitation d'une puissance de près de 2 500 MW de l'une des plus importantes sociétés financières non bancaires en Inde, pour une contrepartie d'environ 200 millions \$. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a investi la tranche finale de 400 millions \$ CA du montant en capital de 750 millions \$ CA qu'Énergie Brookfield avait convenu d'investir dans TransAlta Corporation au début de l'exercice 2019. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 4 663 250 actions échangeables au prix de 80,20 \$ CA (60,06 \$) chacune, pour un produit brut de 374 millions \$ CA (285 millions \$). Énergie Brookfield n'a vendu aucune action échangeable dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement. Compte tenu du placement secondaire, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

En novembre 2020, Énergie Brookfield a racheté le contrat de location de sa centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW en contrepartie de 560 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 420 millions \$).

En novembre 2020, Énergie Brookfield a annoncé le fractionnement des parts de société en commandite en circulation d'Énergie Brookfield et des actions en circulation de BEPC à raison de trois pour deux.

Étant donné le caractère progressif et dynamique des circonstances entourant la COVID-19, il est difficile de prédire l'importance qu'auront les conséquences de cette maladie, y compris les mesures prises à ce sujet, sur l'économie mondiale et Énergie Brookfield, de même que la durée des perturbations. L'ampleur de ces répercussions dépendra des événements futurs, qui sont très incertains, en évolution rapide, et difficiles à prédire, notamment de nouvelles informations pouvant être rendues publiques concernant la gravité de la COVID-19 et de mesures qui peuvent être prises pour endiguer sa progression. De tels développements pourraient nuire à nos actifs, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Formation de BEPC et acquisition de TerraForm Power

Le 29 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait un apport à BEPC se composant de ses actifs de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Colombie (sauf une participation de 10 % dans certaines activités brésiliennes et colombiennes, qui est toujours détenue indirectement par Énergie Brookfield). Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a effectué la distribution spéciale selon laquelle les porteurs de parts inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable pour chaque tranche de quatre parts de société en commandite. Immédiatement avant la distribution spéciale, Énergie Brookfield a reçu des actions échangeables par voie d'une distribution de BRELP (la « distribution de BRELP ») des actions échangeables à tous ses porteurs de parts. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales ont reçu approximativement 33,1 millions d'actions échangeables et ii) Énergie Brookfield a reçu approximativement 44,7 millions d'actions échangeables, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts dans le cadre de la distribution spéciale. À la clôture de la distribution spéciale, i) les porteurs de parts de société en commandite émises dans le public détenaient approximativement 42,8 % des actions échangeables émises et en circulation, ii) Brookfield et ses sociétés affiliées détenaient approximativement 57,2 % des actions échangeables émises et en circulation, et iii) une filiale d'Énergie Brookfield détenait la totalité des actions à droits de vote multiples de catégorie B émises et en circulation, soit les actions de catégorie B, de BEPC qui représentent un bloc de 75,0 % de droits de vote dans BEPC, et la totalité des actions sans droit de vote de catégorie C émises et en circulation, soit les actions de catégorie C, de BEPC, ce qui donne à Énergie Brookfield le droit à la valeur résiduelle de BEPC après le paiement du montant intégral à verser aux porteurs d'actions échangeables et d'actions de catégorie B. Énergie Brookfield contrôlait directement et indirectement BEPC avant la distribution spéciale et continue de la contrôler depuis la distribution spéciale par l'intermédiaire de ses participations dans BEPC. Les actions échangeables sont cotées à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEPC ».

Les seuils utilisés pour calculer les droits aux distributions incitatives de Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, ont été réduits à respectivement 0,300 \$ et 0,338 \$ au versement de la distribution spéciale pour donner effet à celle-ci.

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait l'acquisition de TerraForm Power, Inc. (« TerraForm power »), aux termes de laquelle Énergie Brookfield a acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power qui n'étaient pas déjà détenues par Énergie Brookfield ou ses sociétés affiliées (les « actions de TerraForm Power émises dans le public »), soit une participation de 38 % dans TerraForm Power (l'« acquisition de TerraForm Power »). Conformément à l'acquisition de TerraForm Power, chaque porteur d'actions de TerraForm Power émises dans le public a reçu 0,47625 action échangeable de BEPC ou part de société en commandite, pour chaque action de TerraForm Power émise dans le public détenue par lui. L'acquisition de TerraForm Power a été conclue en échange de 37 035 241 actions échangeables et 4 034 469 parts de société en commandite. Après avoir tenu compte de la distribution spéciale et de l'acquisition de TerraForm Power, Brookfield et ses sociétés affiliées, y compris Énergie Brookfield en tant que détentrice d'actions échangeables et d'actions de catégorie B, détiennent environ 84,7 % des droits de vote dans BEPC. Les porteurs d'actions échangeables, autres que Brookfield et ses sociétés affiliées et Énergie Brookfield, détiennent environ 15,3 % de l'ensemble des droits de vote dans BEPC.

Concurremment à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield en vertu de laquelle celle-ci a convenu d'accorder à Énergie Brookfield un certain nombre de droits de vote, y compris le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de l'entité de Brookfield qui détient les actions de TerraForm Power. Par conséquent, d'un point de vue comptable, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation.

Par suite de l'acquisition de TerraForm Power, Brookfield détenait une participation directe et indirecte, soit 220 030 707 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 51,5 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 48,5 %, est détenue par des investisseurs publics. Ces pourcentages supposent que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP et les actions échangeables sont échangées pour des parts de société en commandite (à raison de une pour une.) Compte tenu du placement secondaire, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent i) les parts de société en commandite sans droit de vote émises dans le public et détenues par des porteurs de parts publics et par Brookfield, ii) des actions échangeables de BEPC, détenues par des actionnaires publics et par Brookfield, iii) des parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield, et iv) une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield.

Les parts de société en commandite, les actions échangeables et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les actions échangeables donnent au porteur d'action, et les parts de société en commandite rachetables/échangeables donnent à Brookfield, le droit de demander que la totalité ou une tranche de ces actions ou parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Toutefois, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à une telle demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Les porteurs d'actions échangeables émises dans le public et Brookfield, en tant que porteur d'actions échangeables et de parts de société en commandite rachetables/échangeables, ont droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de la société en commandite. Comme Énergie Brookfield peut, à son gré, régler toute demande de rachat d'actions échangeables et de parts de société en commandite rachetables/échangeables au moyen de parts de société en commandite, les actions échangeables et les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non comme un passif.

Étant donné la caractéristique d'échange mentionnée ci-dessus, nous présentons les parts de société en commandite, les actions échangeables, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité comme des composantes distinctes des capitaux propres consolidés. Cette présentation n'a aucune incidence sur le total du résultat, sur l'information par part ou par action ni sur le total des capitaux propres consolidés.

En date du présent rapport, Brookfield détient une participation sous forme de parts de société en commandite d'environ 51,5 %, compte tenu d'un échange intégral, et la totalité des participations de commandité dans Énergie Brookfield, soit une participation financière de 0,01 %, la participation sous forme de parts de société en commandite restante d'environ 48,5 % étant détenue par le public.

Production réelle

Pour les actifs acquis, cédés ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. La production sur une base comparable se rapporte à la production générée par des actifs qui étaient détenus au cours des deux périodes présentées. Pour ce qui est de la Colombie seulement, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Le poste « divers » comprend la production des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 20 ans. Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. La moyenne à long terme des actifs éoliens correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données historiques sur la vitesse des vents réalisée sur une période qui couvre habituellement 10 ans. La moyenne à long terme des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

Nous comparons la production réelle à la production moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité de nos résultats d'activité. À court terme, nous sommes conscients que les conditions hydrologiques, le régime des vents et le rayonnement solaire varient d'une période à l'autre, mais, au fil du temps, nous nous attendons à ce que nos centrales continuent de produire conformément à leurs moyennes à long terme, lesquelles se sont avérées des indicateurs de rendement fiables.

Le risque d'une production insuffisante au Brésil continue d'être réduit au minimum grâce à notre participation dans le MRE administré par le gouvernement brésilien. Ce programme atténue le risque hydrologique en garantissant à tous les participants qu'ils recevront, à un certain moment, une quantité d'énergie assurée, quel que soit le volume d'énergie réel produit. Le programme répartit le total de l'énergie générée en transférant les surplus des centrales ayant généré un excédent à celles qui génèrent moins que leur énergie assurée. De temps à autre, un faible taux de précipitations dans le réseau du pays pourrait entraîner une diminution temporaire de la production disponible à la vente. Quand une telle situation se produit, nous nous attendons à ce qu'une proportion plus élevée de production thermique soit nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande au pays, ce qui pourrait faire augmenter les prix du marché au comptant dans leur ensemble.

La production des centrales d'accumulation par pompage et de cogénération en Amérique du Nord dépend grandement des prix du marché plutôt que de la capacité de production de ces centrales. Notre centrale d'accumulation par pompage en Europe produit de l'électricité sur commande aux termes de nos contrats de services auxiliaires. La production de nos centrales alimentées à la biomasse est tributaire de la quantité de canne à sucre récoltée au cours d'une année donnée. Pour ces raisons, nous ne tenons pas compte d'une moyenne à long terme pour ces centrales.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines centrales de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et en Asie. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 t) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2019.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont segmentées par 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Le secteur Canada comprend les résultats financiers de notre placement stratégique dans TransAlta Corporation (« TransAlta »). Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

Nous présentons donc nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 7, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés audités.

L'un de nos principaux objectifs est de dégager des flux de trésorerie stables et croissants tout en réduisant au minimum le risque pour toutes les parties prenantes. Nous surveillons notre rendement à cet égard au moyen de trois mesures clés : i) le résultat net; ii) le bénéfice avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); et iii) les fonds provenant des activités.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. Nous fournissons ci-après de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités. Nous fournissons également le rapprochement du résultat net. Se reporter à la rubrique « Revue du rendement financier selon des informations sectorielles ».

Informations au prorata

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont présentés au prorata. Au prorata, les informations reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent, aux investisseurs, une perspective que le principal décideur opérationnel considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. Le principal décideur opérationnel est également d'avis que les informations au prorata permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'il prend et des résultats financiers attribuables aux investisseurs.

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, charge d'amortissement, impôts exigible et différé et divers sont des éléments qui différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées qu'Énergie Brookfield ne détient pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

En tant qu'outil analytique, la présentation des résultats au prorata comporte des limites, notamment :

- les montants présentés dans les postes distincts sont obtenus en fonction du pourcentage global de la participation financière et ne sont pas nécessairement représentatifs du droit à l'égard des actifs et des passifs ou des produits et des charges;
- les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode pour calculer leurs résultats au prorata.

En raison de ces limites, l'information financière au prorata d'Énergie Brookfield ne doit pas être considérée distinctement des états financiers d'Énergie Brookfield préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence dans ses états financiers. La présentation des actifs et des passifs ainsi que des produits et des charges ne signifie pas qu'Énergie Brookfield dispose d'un quelconque droit sur ces éléments, et le retrait des montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de ses états financiers ne porte pas atteinte aux droits d'Énergie Brookfield sur ces éléments ni n'annule son exposition à ceux-ci.

Sauf indication contraire, l'information à l'égard de la puissance en mégawatts attribuable aux centrales d'Énergie Brookfield, y compris les actifs en développement, est présentée sur une base consolidée, notamment aussi dans le cas des centrales dont Énergie Brookfield détient le contrôle ou exerce un contrôle conjoint sur la centrale en question.

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour Énergie Brookfield donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, Énergie Brookfield doit comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de ses actifs beaucoup plus élevé que ses dépenses d'investissement de maintien.

BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le rendement d'exploitation des entreprises.

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer son rendement avant l'incidence de la charge d'intérêts, de l'impôt sur le résultat, de la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle ou non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation.

Énergie Brookfield estime que la présentation de cette mesure facilitera l'évaluation par l'investisseur de notre rendement financier et de notre rendement d'exploitation sur une base attribuable.

Fonds provenant des activités

Les fonds provenant des activités représentent une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables qui n'ont en général aucune incidence financière ou des éléments qui ne sont pas directement liés au rendement d'Énergie Brookfield.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer son rendement avant l'incidence de certains éléments ayant un effet de trésorerie (p. ex. les coûts d'acquisition et d'autres éléments généralement ponctuels ayant un effet de trésorerie) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex. l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, le profit latent ou la perte latente sur les instruments financiers, les résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments sans effet de trésorerie), ces éléments n'étant pas représentatifs du rendement des activités sous-jacentes. Pour ses états financiers consolidés, Énergie Brookfield utilise le modèle de la réévaluation conformément à IAS 16, Immobilisations corporelles, selon lequel l'amortissement est établi à partir d'un montant réévalué, ce qui réduit le caractère comparable avec nos pairs qui ne présentent pas leurs résultats selon les IFRS publiées par l'IASB ou qui n'ont pas adopté le modèle de la réévaluation pour évaluer les immobilisations corporelles. La direction ajoute l'impôt différé, car, à son avis, cet élément reflète la valeur actualisée des obligations fiscales réelles qu'elle prévoit qu'Énergie Brookfield engagera sur un horizon à long terme.

Énergie Brookfield estime que cette analyse et la présentation des fonds provenant des activités permettront à l'investisseur de mieux comprendre le rendement d'Énergie Brookfield. Les fonds provenant des activités par part ne sauraient se substituer au bénéfice par action comme mesure de rendement et ne sont pas représentatifs des montants disponibles aux fins de distribution.

Les fonds provenant des activités ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS. En outre, ces mesures ne sont pas utilisées par le principal décideur opérationnel pour évaluer les liquidités d'Énergie Brookfield.

Dettes au prorata

La dette au prorata est présentée en fonction de la quote-part des obligations relatives aux emprunts liés aux participations d'Énergie Brookfield dans diverses entreprises comprises dans le portefeuille. Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. La dette au prorata est présentée parce que la direction est d'avis qu'elle aide les investisseurs et les analystes à estimer la performance globale et à comprendre l'endettement lié spécifiquement à la quote-part revenant à Énergie Brookfield de son capital investi dans un placement donné. Analysée avec le BAIIA ajusté au prorata, la dette au prorata devrait fournir de l'information utile quant à la façon dont Énergie Brookfield a financé les actifs de ses activités. La direction est d'avis que l'information financière au prorata, lorsqu'elle est lue avec les résultats présentés selon les IFRS d'Énergie Brookfield, y compris la dette consolidée, offre une évaluation plus utile de la performance des activités d'Énergie Brookfield et de la gestion du capital. En tant qu'outil analytique, la présentation de la dette au prorata comporte des limites, notamment :

- Les montants de la dette au prorata ne représentent pas l'obligation consolidée relative à la dette sous-jacente d'un placement consolidé. Si un projet donné ne génère pas des flux de trésorerie suffisants pour régler l'intégralité des paiements liés à la dette connexe, la direction peut décider, à sa discrétion, de régler l'insuffisance au moyen d'une injection de capitaux en vue d'éviter un manquement à l'obligation. Une telle insuffisance pourrait ne pas être apparente ou ne pas être équivalente à l'écart entre le BAIIA ajusté au prorata global de l'ensemble des placements compris dans le portefeuille d'Énergie Brookfield et la dette au prorata globale de l'ensemble des placements compris dans le portefeuille d'Énergie Brookfield.
- Les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode pour calculer la dette au prorata.

En raison de ces limites, l'information financière au prorata d'Énergie Brookfield ne doit pas être considérée distinctement des états financiers d'Énergie Brookfield préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion renferme de l'information et des énoncés prospectifs, au sens prescrit par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières ainsi que des énoncés prospectifs, au sens prescrit par l'article 27A de la loi américaine Securities Act of 1933 et l'article 21E de la loi américaine Securities Exchange Act of 1934, dans leur version modifiée respective, ainsi que par les règles d'exonération de la loi américaine Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et par toute autre réglementation canadienne sur les valeurs mobilières, concernant les activités et l'exploitation d'Énergie Brookfield. Les énoncés prospectifs peuvent comprendre des estimations, des plans, des attentes, des opinions, des prévisions, des projections, des directives ou d'autres énoncés qui ne sont pas des énoncés de fait. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion comprennent l'annonce du fractionnement des parts de société en commandite et des actions échangeables à raison de trois pour deux, y compris des dates prévues d'inscription et de versements à cet égard, la qualité de nos actifs et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, notre performance financière et ratio de distribution prévus, la future mise en service d'actifs, la nature du portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions et de cessions, les occasions de financement et de refinancement, la capacité de BEPC à attirer de nouveaux investisseurs ainsi que le rendement et les perspectives futurs de BEPC et de BEP, les perspectives et les avantages anticipés du regroupement d'Énergie Brookfield et de TerraForm Power, y compris certaines informations relatives aux flux de trésorerie et aux liquidités anticipés par suite du regroupement des entreprises, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, les perspectives de croissance future et le profil de distribution d'Énergie Brookfield ainsi que l'accès aux capitaux d'Énergie Brookfield. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que les résultats, le rendement et les réalisations futurs prévus expressément ou implicitement par les énoncés prospectifs et les informations figurant dans le présent rapport de gestion soient fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons garantir que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.

Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux prévus ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs comprennent notamment les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans le rayonnement solaire à nos centrales d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer suivant des modalités semblables les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du système d'équilibrage hydrologique au Brésil ou tout changement de celui-ci; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; l'incapacité de renouveler les contrats, les concessions et les permis à l'échéance ou l'incapacité de les remplacer par des contrats, des concessions et des permis suivant des modalités semblables; le fait que les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail sont supérieurs aux droits qui nous sont accordés pourrait nuire à nos droits immobiliers relativement à nos installations d'énergie renouvelable éolienne et solaire; les augmentations des coûts d'exploitation de nos centrales; notre incapacité de respecter les conditions des permis gouvernementaux ou de conserver de tel permis; les pannes d'équipement, y compris celles relatives aux éoliennes et aux panneaux solaires; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; les cas de force majeure, les pertes non assurables et la hausse du coût des primes d'assurance; l'évolution défavorable des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transports; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie; les conflits, les investigations réglementaires et gouvernementales, et les litiges; le non-respect par les contreparties à nos contrats de leurs obligations; le temps et l'argent consacrés à l'exécution de contrats à l'endroit de contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; la possibilité que nos activités soient touchées par des collectivités locales; les cas de fraude, de subornation ou de corruption, d'autres actes illégaux, les procédés ou les systèmes internes inadéquats ou

défaillants; l'acquisition de sociétés en difficultés financières et ces acquisitions pourraient nous assujettir à des risques accrus, y compris devoir engager des honoraires juridiques supplémentaires et d'autres frais; notre dépendance envers des systèmes opérationnels informatisés, qui pourrait nous exposer à des cyberattaques; le fait que les technologies récemment mises au point dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique; notre incapacité à financer nos activités en raison de la conjoncture des marchés financiers; les restrictions opérationnelles et financières qui nous sont imposées par les ententes relatives à nos prêts, à notre dette et à nos sûretés; la révision de nos notes de crédit; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les opérations; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de ses opérations ou de ses acquisitions; notre incapacité de développer des projets nouveaux ou de trouver de nouveaux emplacements appropriés pour le développement de projets nouveaux; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, et à l'exploitation de nos installations de production et les risques connexes; les arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management, y compris en raison de conflits d'intérêts; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; l'instabilité politique ou les changements dans les politiques du gouvernement; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; les ventes futures et les émissions de parts de société en commandite, parts de société en commandite privilégiées ou titres échangeables contre des parts de société en commandite, y compris contre des actions échangeables, ou la perception de ces ventes ou de ces émissions, pourraient faire chuter le cours des parts de société en commandite ou des parts de société en commandite privilégiées; la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considérés comme une « société de placement » en vertu de la loi américaine Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; les changements dans la façon dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; le fait que Brookfield Asset Management agisse d'une façon qui ne soit pas dans l'intérêt d'Énergie Brookfield ou de ses porteurs de parts; la gravité, la durée et la propagation de la COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects que peut avoir le virus; l'impact plus vaste des changements climatiques; la défaillance de nos systèmes technologiques; le fait d'être partie à des différends et litiges et de faire l'objet d'enquêtes par des organismes réglementaires et gouvernementaux; les variations du cours des parts de société en commandite; et le rachat, à tout moment, des actions échangeables ou, moyennant un préavis, par le porteur des actions de catégorie B de BEPC.

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport de gestion, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour de plus amples renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F et tout autre risque et facteur décrits dans ce formulaire et dans la déclaration d'inscription de BEP et de BEPC figurant dans le formulaire F-1/F-4 déposé relativement à la distribution des actions de BEPC et à l'acquisition de TerraForm Power et dans le prospectus canadien déposé auprès des organismes de réglementation au Canada visant la distribution des actions échangeables.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion comprend des références à certaines informations au prorata, au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et à la dette au prorata (collectivement, les « mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ») qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités peut être différente des définitions utilisées par d'autres sociétés ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que les mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune des mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer. Ces mesures non conformes aux IFRS reflètent la façon dont nous gérons les affaires et, à notre avis, permettent au lecteur de mieux les comprendre.

Notre rapport de gestion présente un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net. Nous présentons également, à la rubrique « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés, un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités par rapport au résultat net.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP

TSX: BEP.UN