

Brookfield Renewable



Partners L.P.

R A P P O R T D E G E S T I O N D U

P R E M I E R T R I M E S T R E D E 2 0 2 0

Rapport de gestion

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020

Le présent rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2020 a été préparé en date du 6 mai 2020. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres que Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

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, des 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 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 « PARTIE 8 - Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Les états financiers d'Énergie Brookfield ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), selon lesquelles il faut faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif et sur les informations relatives aux passifs éventuels présentés à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière.

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ », « £ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, à la livre sterling et au peso colombien. Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 8 - 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 « PARTIE 4 - Revue du rendement financier selon des données au prorata - 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 « PARTIE 9 - Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (<https://bep.brookfield.com>) ainsi que sur le site Web de la SEC (www.sec.gov/edgar.shtml) et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

Partie 1 - Faits saillants du premier trimestre de 2020	4	Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	24
		Structure du capital et liquidités disponibles	24
Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	7	Emprunts	26
		Tableaux consolidés des flux de trésorerie	28
Partie 3 – Informations financières consolidées supplémentaires	9	Actions et parts en circulation	30
Résumé des états consolidés de la situation financière	9	Dividendes et distributions	31
Transactions entre parties liées	10	Obligations contractuelles	31
Capitaux propres	11	Accords hors état de la situation financière	31
Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata	13	Partie 6 – Principales informations trimestrielles	32
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 31 mars	13	Sommaire des résultats trimestriels historiques	32
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	19	Partie 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	33
Profil des contrats	22	Partie 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	35
		Partie 9 – Mise en garde	40

PARTIE 1 - FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE DE 2020

TRIMESTRE CLOS LES 31 MARS
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019
Information sur l'exploitation		
Puissance (MW)	19 272	17 438
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	14 151	13 493
Production réelle	14 264	14 125
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	6 717	6 698
Production réelle	7 164	7 246
Produits moyens (\$ par MWh).....	76	76
Informations financières choisies¹		
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	18 \$	43 \$
Résultat de base par part de société en commandite	0,06	0,14
BAIIA ajusté consolidé ²	618	652
BAIIA ajusté au prorata ²	391	395
Fonds provenant des activités ²	217	227
Fonds provenant des activités par part ^{1, 2}	0,70	0,73
Distribution par part de société en commandite.....	0,54	0,52

- ¹⁾ Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi à 311,3 millions (311,1 millions en 2019).
- ²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve aux « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	31 mars 2020	31 décembre 2019
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles ¹	3 009 \$	2 695 \$
Ratio d'endettement – entreprise ¹	18 %	16 %
Ratio d'endettement – consolidé ¹	34 %	32 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield au prorata ¹	78 %	77 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata ^{1, 2}	5 %	5 %
Billets à moyen terme ¹		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen	4,1 %	4,1 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen	5,1 %	5,1 %

- ¹⁾ Les liquidités disponibles et les billets à moyen terme sont ajustés pour tenir compte de l'émission de billets à moyen terme de série 11 d'un montant de 175 millions \$ CA (124 millions \$) et de billets à moyen terme de série 12 d'un montant de 175 millions \$ CA (124 millions \$) réalisée le 3 avril 2020.
- ²⁾ Compte non tenu de l'exposition aux dettes à taux d'intérêt variables de 5 % (7 % en 2019) contractées dans certaines régions autres que l'Amérique du Nord et l'Europe en raison des coûts connexes élevés qu'entraîne la couverture dans ces régions, ajusté pour tenir compte de l'émission de billets à moyen terme réalisée le 3 avril 2020.

Activités

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part se sont établis respectivement à 217 millions \$ et 0,70 \$, soutenus par :

- un solide rendement opérationnel et des ressources supérieures à la moyenne;
- les prix réalisés plus élevés grâce à nos initiatives commerciales et de renégociation de contrats;
- des marges plus élevées découlant des mesures de réduction des coûts;
- l'effet de change défavorable découlant du raffermissement du dollar américain.

Déduction faite de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, le résultat net attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 31 mars 2020 s'est élevé à 18 millions \$, ou 0,06 \$ par part de société en commandite, par rapport à 43 millions \$, ou 0,14 \$ par part de société en commandite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Nous continuons de nous concentrer sur le profil des contrats et avons réalisé ce qui suit :

- En Colombie, nous avons conclu des contrats visant environ 157 GWh par année, y compris des contrats individuels d'une durée d'au plus dix ans.
- Au Brésil, nous avons conclu huit nouveaux contrats visant à livrer 155 GWh par année, y compris des contrats individuels d'une durée d'au plus trois ans.

Situation de trésorerie et sources de financement

Notre flexibilité financière a été accrue.

- Notre situation de liquidité demeure robuste, le total de nos liquidités disponibles ayant atteint plus de 3 milliards \$, aucune dette importante ne venant à échéance dans les cinq prochaines années et notre bilan de qualité supérieure étant solide (BBB+).
- Nous avons renforcé nos liquidités et obtenu divers leviers de financement tout en réalisant des financements de première qualité totalisant 1,4 milliard \$ et des mesures de recyclage des capitaux d'un montant de 94 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 29 millions \$).
 - Au cours du trimestre, nous avons obtenu un montant de 920 millions \$ provenant de financements sans recours.
 - Nous avons réalisé notre première émission de parts privilégiées perpétuelles vertes d'un montant en capital de 200 millions \$ assorties d'un taux de 5,25 % sur le marché américain et, après la fin du trimestre, nous avons émis des obligations vertes de la société mère de dix ans d'un montant en capital d'environ 350 millions \$ CA assorties d'un taux d'environ 3,5 %.
 - Nous avons conclu la vente de nos actifs d'énergie solaire en Thaïlande, qui a dégagé un produit de 94 millions \$ (participation nette de 29 millions \$ revenant à Énergie Brookfield).

Croissance et développement

Nous avons récemment convenu qu'Énergie Brookfield fusionnerait avec sa filiale TerraForm Power en faisant l'acquisition de toutes les actions de celle-ci. La fusion vise à simplifier notre structure, à diversifier nos placements et à renforcer nos activités en Amérique du Nord et en Europe. Elle augmentera notre flottant d'environ 1,5 milliard \$ et facilitera l'émission des actions de Brookfield Renewable Corporation, ce qui aiderait les actionnaires actuels qui préfèrent détenir des actions de sociétés en nom collectif et pourrait permettre d'attirer de nouveaux actionnaires. La transaction est assujettie aux conditions de clôture habituelles, y compris l'approbation non révocable des actionnaires de TERP détenant la majorité des actions ordinaires en circulation de catégorie A de TERP qui ne sont pas détenues par Énergie Brookfield et ses sociétés affiliées.

Nous avons mis en services des projets en développement d'une puissance de 184 MW, soit un projet éolien en Europe de 8 MW, des projets solaires en Amérique du Nord de 170 MW et un projet de production d'énergie solaire décentralisée en Chine de 6 MW.

Nous avons continué à faire évoluer notre portefeuille de projets de développement :

- Nous avons poursuivi la construction de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage et d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires sur toiture d'une puissance totale de 831 MW. La mise en service de ces projets devrait survenir entre 2020 et 2022, et ces projets devraient apporter un montant net de 21 millions \$ aux fonds provenant des activités annualisés d'Énergie Brookfield.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2019
Produits	792 \$	825 \$
Coûts d'exploitation directs	(261)	(254)
Coûts de service de gestion	(31)	(21)
Charge d'intérêts	(162)	(173)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(16)	32
Perte latente (profit latent) sur le change et les instruments financiers	20	(18)
Charge d'amortissement	(206)	(200)
Charge d'impôt	(18)	(44)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	18 \$	43 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,34	1,33
€	0,91	0,88
R\$	4,46	3,77
£	0,78	0,77
COP	3 533	3 137

Analyse des écarts pour le trimestre clos le 31 mars 2020

Les produits se sont élevés à 792 millions \$, ce qui représente une diminution de 33 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Sur une base comparable en devises constantes, les produits ont augmenté de 20 millions \$, principalement sous l'effet de la hausse des produits réalisés moyens par MWh qui ont été avantagés par l'indexation sur l'inflation, les initiatives de renégociation de contrats et la composition favorable des moyens de production. L'ajout de 17 millions \$ aux produits, soit 247 GWh à la production, provenant des centrales acquises et mises en service récemment a été plus que contrebalancé par la diminution des produits de 29 millions \$, soit 211 GWh de moins, attribuable aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur au trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout par rapport au réal et au peso colombien, a entraîné une diminution des produits d'environ 41 millions \$ qui a été compensée en partie par l'effet de change favorable de 30 millions \$ sur les charges d'exploitation, d'intérêts et d'amortissement pour le trimestre.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 261 millions \$ représentent une augmentation de 7 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des initiatives de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la Société et de l'effet de change mentionné ci-dessus, le tout ayant été plus que contrebalancé par l'augmentation des achats d'électricité en Colombie, dont le coût est transféré à nos clients, et les coûts supplémentaires entraînés par la croissance provenant des centrales que nous avons récemment acquises et mises en service.

Les coûts de service de gestion totalisant 31 millions \$ représentent une augmentation de 10 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts s'élevant à 162 millions \$ représente une diminution de 11 millions \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable aux avantages tirés des récentes activités de refinancement, qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens et à l'effet de change mentionné ci-dessus.

La quote-part de 16 millions \$ des pertes découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence comparée à la quote-part de 32 millions \$ des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence du trimestre correspondant de l'exercice précédent représente une baisse de 48 millions \$ attribuable à une augmentation de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie et de la charge d'impôt différé, tandis que les résultats du trimestre correspondant de l'exercice précédent avaient été avantagés par un recouvrement d'impôt différé lié à la comptabilisation des reports prospectifs de pertes d'exploitation.

La charge d'impôt sur les bénéfices de 18 millions \$ représente une diminution de 26 millions \$ découlant principalement d'une baisse des résultats nets avant impôts sur le résultat en raison des éléments susmentionnés.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 18 millions \$, ce qui représente une diminution de 25 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des éléments susmentionnés.

PARTIE 3 – 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 intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	31 mars 2020	31 décembre 2019
Actifs détenus en vue de la vente.....	190 \$	352 \$
Actifs courants	1 564	1 474
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 791	1 889
Immobilisations corporelles.....	27 873	30 714
Total de l'actif.....	32 663	35 691
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	95	137
Emprunts de la société	2 002	2 100
Emprunts sans recours	8 269	8 904
Passifs d'impôt différé	4 095	4 537
Total du passif et des capitaux propres	32 663	35 691
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,41	1,30
€.....	0,91	0,89
R\$.....	5,20	4,03
£.....	0,81	0,75
COP	4 065	3 277

Notre bilan demeure solide et reflète bien la stabilité de nos activités et notre croissance soutenue.

Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente se chiffraient à 190 millions \$ au 31 mars 2020 par rapport à 352 millions \$ au 31 décembre 2019. La diminution de 162 millions \$ est principalement attribuable à la conclusion de la vente de notre portefeuille d'énergie solaire en Thaïlande au cours de la période. Les autres actifs toujours détenus en vue de la vente au 31 mars 2020 sont composés d'un projet solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 33 MW et de projets solaires en Malaisie d'une puissance de 19 MW.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 27,9 milliards \$ au 31 mars 2020, contre 30,7 milliards \$ au 31 décembre 2019. La diminution de 2,8 milliards \$ s'explique principalement par l'effet de change attribuable au raffermissement du dollar américain, ce qui a entraîné une diminution des immobilisations corporelles de 2,7 milliards \$ et de la charge d'amortissement liée aux immobilisations corporelles de 206 millions \$. Cette diminution a été contrebalancée en partie par l'acquisition d'une centrale solaire en exploitation en Inde d'une puissance de 47 MW, d'actifs solaires en développement au Brésil d'une puissance de 278 MW, et par nos investissements continus effectués dans le développement de nos autres actifs de production d'électricité ainsi que par les dépenses d'investissement de maintien, ce qui a eu pour effet d'augmenter l'ensemble des immobilisations corporelles de 97 millions \$.

Emprunts de la société mère

Les emprunts de la société mère se chiffraient à 2,0 milliards \$ au 31 mars 2020, contre 2,1 milliards \$ au 31 décembre 2019. La diminution est principalement attribuable à l'effet de change découlant du raffermissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

Après la clôture du trimestre, nous avons émis des obligations vertes de la société mère de dix ans d'un montant en capital de 350 millions \$ CA (248 millions \$), assorties d'un taux d'environ 3,5 %.

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.

Au moment de la création d'Énergie Brookfield, en 2011, Brookfield a transféré certains projets en développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, mais a le droit de recevoir une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets.

Énergie Brookfield a également conclu un certain nombre de conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles celle-ci, à titre de membre dirigeant d'entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund, à Brookfield Infrastructure Fund II, à Brookfield Infrastructure Fund III et à Brookfield Infrastructure Fund IV, dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans les activités de production d'énergie avec des partenaires institutionnels, a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de ces entités. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle et inclut ces placements dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield participe avec des investisseurs institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV et au Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, de concert avec nos investisseurs institutionnels, a accès à du financement à court terme au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2020, le taux d'intérêt applicable aux emprunts correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 1,8 %. Au cours de la période actuelle, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée et consentie par Brookfield Asset Management. Brookfield Asset Management peut, de temps à autre, placer des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield qui sont remboursables sur demande, y compris les intérêts courus. Aucuns fonds n'ont été placés en dépôt auprès d'Énergie Brookfield au cours du premier trimestre de 2020 (600 millions \$ en 2019, dont une tranche de 245 millions \$ a été remboursée). Il n'y avait aucune charge d'intérêt ou dépôt sur la facilité de crédit renouvelable de Brookfield Asset Management pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (3 millions \$ en 2019).

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat intermédiaires non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2020 :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Produits		
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	96 \$	159 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	—	1
	96 \$	160 \$
Coûts d'exploitation directs		
Achats d'énergie	— \$	(3) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	—	(6)
Services d'assurance ¹	(6)	(7)
	(6) \$	(16) \$
Charge d'intérêts		
Emprunts	— \$	(3) \$
Désactualisation du solde des contrats	(4)	(2)
	(4) \$	(5) \$
Coûts de service de gestion	(31) \$	(21) \$

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 le trimestre clos le 31 mars 2020 s'établissaient à moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2019).

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 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 16 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre clos le 31 mars 2020 (13 millions \$ en 2019).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

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 %.

Les parts privilégiées des capitaux propres des commanditaires ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 mars 2020, aucune des parts privilégiées des capitaux propres des commanditaires n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

En juillet 2019, Énergie Brookfield a fait une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées de catégorie A 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 des parts privilégiées de catégorie A. 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.

Capitaux propres des commanditaires

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 du trimestre clos le 31 mars 2020, Énergie Brookfield a émis 39 178 parts de société en commandite (50 499 parts de société en commandite en 2019) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 1 million \$ (2 millions \$ en 2019).

En décembre 2019, Énergie Brookfield a réalisé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant les parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter, aux fins de la gestion du capital, 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. L'offre viendra à échéance le 11 décembre 2020, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Aucune part de société en commandite n'a été rachetée au cours des trimestres clos les 31 mars 2020 et 2019.

PARTIE 4 – 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 des informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Hydroélectricité												
Amérique du Nord.....	3 722	3 849	3 233	3 300	265 \$	262 \$	198 \$	195 \$	156 \$	152 \$	76 \$	67 \$
Brésil	1 227	1 090	988	980	61	65	47	49	41	40	25	17
Colombie.....	709	765	798	798	60	62	36	38	25	26	23	20
	5 658	5 704	5 019	5 078	386	389	281	282	222	218	124	104
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	831	850	944	960	60	63	48	48	29	29	(12)	4
Europe.....	221	274	253	308	22	28	13	20	11	17	(11)	11
Brésil.....	68	106	126	119	4	7	3	5	1	2	(3)	(3)
Asie.....	90	39	100	38	6	2	5	1	3	1	2	(1)
	1 210	1 269	1 423	1 425	92	100	69	74	44	49	(24)	11
Énergie solaire.....	240	199	275	195	49	38	36	32	18	18	(10)	9
Accumulation et divers	56	74	—	—	18	24	8	11	6	7	1	—
Siège social	—	—	—	—	—	—	(3)	(4)	(73)	(65)	(73)	(81)
Total	7 164	7 246	6 717	6 698	545 \$	551 \$	391 \$	395 \$	217 \$	227 \$	18 \$	43 \$

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019
<i>Production (GWh) – MLT</i>	5 019	5 078
<i>Production (GWh) – réelle</i>	5 658	5 704
Produits	386 \$	389 \$
Autres produits	7	2
Coûts d'exploitation directs	(112)	(109)
BAlIA ajusté.....	281	282
Charge d'intérêts.....	(50)	(55)
Impôt exigible.....	(9)	(9)
Fonds provenant des activités	222 \$	218 \$
Charge d'amortissement.....	(84)	(82)
Impôt différé et autres	(14)	(32)
Résultat net.....	124 \$	104 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAlIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Amérique du Nord										
États-Unis	3 064	3 080	70 \$	67 \$	158 \$	149 \$	129 \$	118 \$	68 \$	52 \$
Canada	658	769	75	75	40	46	27	34	8	15
	3 722	3 849	71	68	198	195	156	152	76	67
Brésil	1 227	1 090	50	59	47	49	41	40	25	17
Colombie	709	765	84	81	36	38	25	26	23	20
Total	5 658	5 704	68 \$	68 \$	281 \$	282 \$	222 \$	218 \$	124 \$	104 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 156 millions \$, comparativement à 152 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent puisque nous avons tiré profit d'une forte production supérieure à la moyenne au cours des deux périodes (respectivement 15 % et 17 %), de produits réalisés moyens par MWh solides, qui ont été avantagés par l'indexation sur l'inflation, et la composition des moyens de production. Les fonds provenant des activités et la production ont également été touchés par la vente partielle d'une participation de 25 % dans certains actifs canadiens (3 millions \$ et 64 GWh).

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 9 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont élevés à 41 millions \$, contre 40 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 21 % en raison

d'une forte production. Les prix réalisés moyens ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent étant donné que l'augmentation des prix contractuels favorisée par l'indexation sur l'inflation et les initiatives de renégociation de contrats ont été contrebalancées par l'incidence des prix au comptant inférieurs réalisés sur les volumes produits qui ont été supérieurs à la moyenne à long terme. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 8 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, soutenu par l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et la charge d'amortissement inférieure en raison de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 25 millions \$, en regard de 26 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 8 %, en raison de nos initiatives de réduction des coûts et d'une augmentation de 17 % des produits moyens par MWh réalisés grâce à l'indexation sur l'inflation, aux initiatives de renégociation de contrats et aux prix avantageux du marché réalisés sur les volumes non visés par contrat, qui ont été touchés par les faibles conditions hydrologiques à l'échelle des réseaux (moyenne à long terme de 69 %). L'augmentation a été contrebalancée en partie par la dépréciation du peso colombien par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 3 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, puisque la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par les gains latents de couverture de change non réalisés.

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 trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019
<i>Production (GWh) – MLT</i>	<i>1 423</i>	<i>1 425</i>
<i>Production (GWh) – réelle</i>	<i>1 210</i>	<i>1 269</i>
Produits	92 \$	100 \$
Autres produits	2	2
Coûts d'exploitation directs	(25)	(28)
BAILA ajusté.....	69	74
Charge d'intérêts.....	(24)	(24)
Impôt exigible.....	(1)	(1)
Fonds provenant des activités	44	49
Charge d'amortissement.....	(60)	(55)
Impôt différé et autres.....	(8)	17
Résultat net.....	(24)\$	11 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production d'énergie éolienne pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Amérique du Nord										
États-Unis	492	522	60 \$	63 \$	22 \$	22 \$	10 \$	9 \$	(13) \$	2 \$
Canada	339	328	89	91	26	26	19	20	1	2
	831	850	72	74	48	48	29	29	(12)	4
Europe	221	274	100	104	13	20	11	17	(11)	11
Brésil	68	106	64	69	3	5	1	2	(3)	(3)
Asie	90	39	68	51	5	1	3	1	2	(1)
Total	1 210	1 269	76 \$	80 \$	69 \$	74 \$	44 \$	49 \$	(24) \$	11 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 29 millions \$ et sont comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent puisque les avantages tirés de la mise en œuvre de nos mesures de réduction des coûts ont été contrebalancés par l'incidence de la diminution de la production comparable par rapport à celle de l'exercice précédent et par la diminution des produits moyens par MWh découlant de la composition des moyens de production.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est fixée à 12 millions \$ par rapport à un résultat net de 4 millions \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement d'un recouvrement d'impôt différé relatif à la comptabilisation de reports prospectifs de pertes d'exploitation qui a été favorable au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 11 millions \$, comparativement à 17 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la vente de nos actifs en Irlande du Nord et au Portugal (4 millions \$ et 53 GWh). Les fonds provenant de nos activités sur une base comparable ont diminué de 2 millions \$ étant donné une initiative commerciale sur laquelle le trimestre correspondant de l'exercice précédent a pu compter et le moment où des activités d'entretien ont été mises en œuvre.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 11 millions \$, par rapport à un résultat net de 11 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et la hausse des pertes latentes sur les couvertures de taux d'intérêt.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 1 million \$, comparativement à 2 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la production inférieure et de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 3 millions \$, conforme à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Asie

Les fonds provenant de nos activités en Asie se sont fixés à 3 millions \$, contre 1 million \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'apport découlant de la croissance par suite de l'acquisition d'une centrale éolienne en Inde de 210 MW et d'un portefeuille éolien en Chine de 200 MW (2 millions \$ de fonds provenant des activités et 56 GWh

de production). Sur une base comparable, le rendement de nos actifs demeure conforme aux objectifs et au rendement du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 2 millions \$ par rapport à la perte nette de 1 million \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

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 trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019
<i>Production (GWh) – MLT</i>	275	195
<i>Production (GWh) – réelle</i>	240	199
Produits.....	49 \$	38 \$
Autres produits	1	1
Coûts d'exploitation directs.....	(14)	(7)
BAILA ajusté.....	36	32
Charge d'intérêts.....	(17)	(14)
Impôt exigible	(1)	—
Fonds provenant des activités	18 \$	18 \$
Charge d'amortissement.....	(22)	(13)
Impôt différé et autres	(6)	4
Résultat net.....	(10)\$	9 \$

Les fonds provenant de nos activités d'énergie solaire se sont établis à 18 millions \$ et sont comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'apport découlant de l'acquisition de X-Elio et de l'élargissement de ses activités de production décentralisée (2 millions \$ et 82 GWh) qui ont été contrebalancées par la vente de nos centrales solaires secondaires.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts des activités de production d'énergie solaire s'est chiffrée à 10 millions \$, par rapport à un résultat net de 9 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille et d'un recouvrement d'impôt différé relatif à la comptabilisation de reports prospectifs de pertes d'exploitation qui a été favorable au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2019
<i>Production (GWh) – réelle</i>	56	74
Produits.....	18 \$	24 \$
Coûts d'exploitation directs	(10)	(13)
BAIIA ajusté.....	8	11
Charge d'intérêts	(2)	(4)
Divers.....	—	—
Fonds provenant des activités	6 \$	7 \$
Charge d'amortissement.....	(5)	(6)
Impôt différé et autres	—	(1)
Résultat net.....	1 \$	— \$

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts de nos centrales d'accumulation et autres installations se sont fixés à respectivement 6 millions \$ et 1 million \$, et sont donc demeurés stables par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2019
Autres produits	2 \$	2 \$
Coûts d'exploitation directs	(5)	(6)
BAIIA ajusté.....	(3)	(4)
Coûts de service de gestion	(31)	(21)
Charge d'intérêts	(20)	(24)
Distributions sur les actions et parts de société en commandite privilégiées	(19)	(16)
Fonds provenant des activités	(73) \$	(65) \$
Impôt différé et autres	—	(16)
Perte nette	(73) \$	(81) \$

Les coûts de service de gestion totalisant 31 millions \$ représentent une augmentation de 10 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant 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 3 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent en raison principalement de l'émission de parts de société en commandite privilégiées de série 17 d'un montant en capital de 200 millions \$ qui a été réalisée au premier trimestre de 2020.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 31 mars 2020 :

	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
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits.....	265	61	60	60	22	4	6	49	18	—	545	(95)	342	792
Autres produits.....	2	3	2	2	—	—	—	1	—	2	12	(2)	—	10
Coûts d'exploitation directs.....	(69)	(17)	(26)	(14)	(9)	(1)	(1)	(14)	(10)	(5)	(166)	28	(123)	(261)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	69	8	77
BAIIA ajusté.....	198	47	36	48	13	3	5	36	8	(3)	391	—	227	—
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(31)	(31)	—	—	(31)
Charge d'intérêts.....	(39)	(4)	(7)	(19)	(2)	(1)	(2)	(17)	(2)	(20)	(113)	27	(76)	(162)
Charge d'impôt exigible.....	(3)	(2)	(4)	—	—	(1)	—	(1)	—	—	(11)	4	(12)	(19)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	(12)	—	—	(12)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(7)	(7)	—	—	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(31)	(3)	(34)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(136)	(136)
Fonds provenant des activités..	156	41	25	29	11	1	3	18	6	(73)	217	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(58)	(20)	(6)	(42)	(12)	(4)	(2)	(22)	(5)	(1)	(172)	48	(82)	(206)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	18	7	5	(2)	(11)	—	(1)	(5)	1	(13)	(1)	12	9	20
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(20)	1	(1)	(2)	1	—	—	(1)	—	16	(6)	5	2	1
Divers	(20)	(4)	—	5	—	—	2	—	(1)	(2)	(20)	(6)	18	(8)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(59)	—	(59)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	53
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	76	25	23	(12)	(11)	(3)	2	(10)	1	(73)	18	—	—	18

¹⁾ La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 16 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 de 83 millions \$ attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ 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 reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 31 mars 2019 :

	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 IFRS¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits.....	262	65	62	63	28	7	2	38	24	—	551	(91)	365	825
Autres produits.....	1	1	—	2	—	—	—	1	—	2	7	(4)	5	8
Coûts d'exploitation directs.....	(68)	(17)	(24)	(17)	(8)	(2)	(1)	(7)	(13)	(6)	(163)	29	(120)	(254)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	66	7	73
BAIIA ajusté.....	195	49	38	48	20	5	1	32	11	(4)	395	—	257	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(21)	(21)	—	—	(21)
Charge d'intérêts.....	(41)	(6)	(8)	(19)	(3)	(2)	—	(14)	(4)	(24)	(121)	24	(76)	(173)
Charge d'impôt exigible.....	(2)	(3)	(4)	—	—	(1)	—	—	—	—	(10)	1	(15)	(24)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(10)	(10)	—	—	(10)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(6)	(6)	—	—	(6)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(25)	(4)	(29)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(162)	(162)
Fonds provenant des activités..	152	40	26	29	17	2	1	18	7	(65)	227	—	—	
Charge d'amortissement.....	(55)	(22)	(5)	(40)	(10)	(4)	(1)	(13)	(6)	(1)	(157)	33	(76)	(200)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	2	(1)	—	—	(1)	(1)	—	—	(1)	(16)	(18)	1	(1)	(18)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(17)	1	(2)	16	5	—	(1)	16	—	6	24	(35)	(9)	(20)
Divers	(15)	(1)	1	(1)	—	—	—	(12)	—	(5)	(33)	13	18	(2)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	—	(12)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	68	68
Résultat net attribuable aux porteurs de parts².....	67	17	20	4	11	(3)	(1)	9	—	(81)	43	—	—	43

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 32 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la 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 94 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ 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 des fonds provenant des activités et du BAIIA ajusté au prorata, et le résultat par part fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités par part pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2019	Par part	
			2020	2019
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires.....	10 \$	25 \$	0,06 \$	0,14 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	—	—	—	—
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	18	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	18 \$	43 \$	0,06 \$	0,14 \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata des éléments suivants :				
Charge d'amortissement	172	157	0,55	0,50
Change et perte latente sur les instruments financiers.....	1	18	—	0,06
Charge (recouvrement) d'impôt différé	6	(24)	0,02	(0,08)
Divers	20	33	0,07	0,11
Fonds provenant des activités	217 \$	227 \$	0,70 \$	0,73 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	12	10		
Actions privilégiées	7	6		
Impôt exigible.....	11	10		
Charge d'intérêts	113	121		
Coûts de service de gestion.....	31	21		
BAIIA ajusté au prorata.....	391	395		
Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	227	257		
BAIIA ajusté consolidé	618 \$	652 \$		
Moyenne pondérée des parts en circulation ¹			311,3	311,1

¹⁾ Comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

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 du fait 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 14 ans (au prorata).

(en GWh, sauf indication contraire)	Solde en 2020	2021	2022	2023	2024
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	6 712	6 443	4 446	4 446	4 446
Canada ¹	2 015	2 144	2 097	2 020	2 006
	8 727	8 587	6 543	6 466	6 452
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 491	1 935	1 981	1 981	1 767
Canada	920	1 266	1 266	1 266	1 266
	2 411	3 201	3 247	3 247	3 033
Europe	522	768	768	758	698
Asie	326	400	400	400	400
	3 259	4 369	4 415	4 405	4 131
Énergie solaire	1 063	1 370	1 364	1 362	1 356
Production visée par contrat au prorata	13 049	14 326	12 322	12 233	11 939
Production non visée par contrat au prorata	687	4 269	6 271	6 360	6 652
	13 736	18 595	18 593	18 593	18 591
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	95 %	77 %	66 %	66 %	64 %
Prix par MWh – production totale au prorata	77 \$	83 \$	90 \$	90 \$	92 \$

¹⁾ Comprend la production de 2 685 GWh pour 2020 et de 1 284 GWh pour 2021 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 17 ans en Amérique du Nord, à 13 ans en Europe, à 9 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie 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 (36 %), sociétés de distribution (24 %), utilisateurs industriels (21 %) et Brookfield (19 %).

PARTIE 5 – 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. Sur une base consolidée, près de 95 % de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et environ 80 % de la dette est sans recours.

Le tableau suivant présente la structure du capital :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Données consolidées	
	31 mars 2020	31 déc. 2019	31 mars 2020	31 déc. 2019
Papier commercial et facilité de crédit de la société mère ^{1, 2, 3}	90 \$	299 \$	90 \$	299 \$
Dette				
Billets à moyen terme ^{2, 4}	1 920	1 808	1 920	1 808
Emprunts sans recours ⁵	—	—	8 324	8 964
	1 920	1 808	10 244	10 772
Passifs d'impôt différé, montant net ⁶	—	—	3 972	4 421
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	7 760	8 742
Actions privilégiées	551	597	551	597
Parts de société en commandite privilégiées	1 028	833	1 028	833
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	7 018	7 959	7 018	7 959
Total de la structure du capital	10 517 \$	11 197 \$	30 573 \$	33 324 \$
Ratio d'endettement	18 %	16 %	34 %	32 %

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⁾ La facilité de crédit de la société mère et les billets à moyen terme au 31 mars 2020 sont ajustés pour tenir compte de l'émission de billets à moyen terme de série 11 d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (124 millions \$) et de série 12 d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (124 millions \$) réalisée le 3 avril 2020.

³⁾ Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard \$, dont la durée moyenne pondérée est de quatre ans, s'ajoutent à notre programme de papier commercial. Au 31 mars 2020, le papier commercial en circulation totalisait un montant en capital de 100 millions \$.

⁴⁾ 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 8 millions \$ (7 millions \$ en 2019).

⁵⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 53 millions \$ (142 millions \$ en 2019) 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 55 millions \$ (60 millions \$ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

⁶⁾ Passifs d'impôt différé moins actifs d'impôt différé.

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 mars 2020	31 déc. 2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	212 \$	143 \$
Placements dans des titres négociables.....	120	95
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées ¹	2 150	2 150
Emprunts effectués sur le papier commercial et les facilités de crédit ²	(90)	(299)
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	400	400
Lettres de crédit émises.....	(243)	(266)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	2 217	1 985
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	460	472
Liquidités disponibles à l'échelle du groupe	3 009 \$	2 695 \$

¹⁾ Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

²⁾ Les emprunts effectués sur les facilités de crédit sont contrebalancés par le produit de 350 millions \$ CA (248 millions \$) tiré de l'émission des billets à moyen terme de série 11 et de série 12 réalisée le 3 avril 2020.

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 :

	31 mars 2020			31 décembre 2019		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Taux d'intérêt	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt	Durée (en années)	Total
Emprunts de la société mère						
Billets à moyen terme ¹	4,1 %	10	1 920 \$	4,1 %	10	1 808 \$
Papier commercial et facilités de crédit ³	2,2 %	4	90	2,9 %	5	299
Emprunts des filiales au prorata ²						
Hydroélectricité	5,5 %	9	3 534	5,6 %	10	3 727
Énergie éolienne	4,6 %	11	1 810	4,5 %	10	1 742
Énergie solaire	4,9 %	11	1 386	4,7 %	10	1 470
Accumulation et divers	5,4 %	4	225	5,5 %	5	235
	5,1 %	10	6 955	5,1 %	10	7 174
			8 965			9 281
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties						
			(41)			(46)
			8 924			9 235
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(2 306)			(2 157)
Participations ne donnant pas le contrôle			3 653			3 926
Selon les états financiers IFRS			10 271 \$			11 004 \$

¹⁾ Ajustés pour tenir compte de l'émission de billets à moyen terme de série 11 et de série 12 (350 \$ CA) d'un montant en capital de 248 millions \$ qui a été réalisée le 3 avril 2020 et l'utilisation du produit pour rembourser la dette sur la facilité de crédit de la société mère.

²⁾ Les montants ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 9 millions \$ associée aux portefeuilles dont les actifs étaient classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 mars 2020 (11 millions \$ en 2019).

³⁾ Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard \$, dont la durée moyenne pondérée est de quatre ans, s'ajoutent à notre programme de papier commercial. Au 31 mars 2020, le papier commercial en circulation totalisait un montant en capital de 100 millions \$.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 31 mars 2020 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ^{2, 3}	— \$	— \$	284 \$	— \$	— \$	1 636 \$	1 920 \$
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit	—	—	61	50	18	—	129
Hydroélectricité.....	—	—	215	377	77	2 060	2 729
Énergie éolienne.....	—	—	—	105	—	395	500
Énergie solaire.....	—	141	—	103	—	284	528
Accumulation et divers.....	—	57	—	—	—	152	209
	—	198	276	635	95	2 891	4 095
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	44	50	64	53	61	466	738
Énergie éolienne.....	87	108	120	114	123	734	1 286
Énergie solaire.....	56	51	55	55	58	545	820
Accumulation et divers.....	2	3	2	3	4	2	16
	189	212	241	225	246	1 747	2 860
Total	189 \$	410 \$	801 \$	860 \$	341 \$	6 274 \$	8 875 \$

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 8 millions \$ (7 millions \$ en 2019).

³⁾ Ajustés pour tenir compte de l'émission de billets à moyen terme de série 11 et de série 12 d'un montant en capital de 248 millions \$ qui a été réalisée le 3 avril 2020.

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 au refinancement, à des conditions acceptables, de nos emprunts jusqu'en 2024 et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	355 \$	367 \$
Activités de financement	(131)	(284)
Activités d'investissement	(29)	(79)
Perte de change sur la trésorerie	(12)	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	183 \$	4 \$

Activités d'exploitation

Pour les trimestres clos les 31 mars 2020 et 2019, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à respectivement 355 millions \$ et 367 millions \$, ce qui est représentatif du solide rendement affiché par nos activités au cours de ces périodes.

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

(EN MILLIONS)	2020	2019
Créances clients et autres actifs courants	(2) \$	6 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(12)	(9)
Autres actifs et passifs	—	(27)
	(14) \$	(30) \$

Activités de financement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 131 millions \$, le produit tiré de notre première émission de parts privilégiées de série 17 d'un montant en capital de 200 millions \$ sur le marché américain ayant été contrebalancé par le remboursement d'emprunts, y compris les emprunts sur les facilités de crédit de sociétés affiliées qui ont servi à financer des investissements récents, et par le versement des distributions mentionnées ci-après.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables se sont élevées à 182 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 2,17 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 0,11 \$, ou de 5 %, par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2020. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées se sont élevées à 18 millions \$ et les distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation, à 77 millions \$.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement avaient totalisé 284 millions \$, le produit tiré de l'émission des parts privilégiées de série 15 d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (126 millions \$, déduction faite des coûts de transaction) et le produit de la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada ayant été annulés par le remboursement d'emprunts (surtout sur la facilité de crédit de la société mère) et le versement des distributions mentionnées ci-dessous.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables s'établissaient à 171 millions \$. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées s'élevaient à 15 millions \$.

et celles versées aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation, à 134 millions \$.

Activités d'investissement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 29 millions \$. Au cours du trimestre, nous avons investi 63 millions \$ dans la croissance, qui est surtout attribuable à l'acquisition d'une centrale solaire en exploitation en Inde d'une puissance de 47 MW et d'actifs solaires en développement au Brésil d'une puissance de 278 MW, et dans nos investissements continus dans le développement de nos autres actifs de production d'électricité et les dépenses d'investissement de maintien. Ces activités ont été contrebalancées en partie par la vente de nos trois centrales solaires en Thaïlande pour un produit de 94 millions \$.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'étaient élevés à 79 millions \$. Nos investissements effectués dans le développement d'actifs de production d'électricité et les dépenses d'investissement de maintien se sont chiffrés à 29 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation sont comme suit :

	31 mars 2020	31 déc. 2019
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Parts privilégiées²		
Solde au début de l'exercice	44 885 496	37 885 496
Émission	8 000 000	7 000 000
Solde à la fin de la période / de l'exercice	52 885 496	44 885 496
Participation de commandité	2 651 506	2 651 506
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	129 658 623	129 658 623
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	178 977 800	178 821 204
Régime de réinvestissement des distributions.....	39 178	176 596
Rachat des parts de société en commandite pour annulation	—	(20 000)
Solde à la fin de la période / de l'exercice.....	179 016 978	178 977 800
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ³	308 675 601	308 636 423

¹⁾ 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.

²⁾ 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); 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); et 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation.

³⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Les dividendes et distributions déclarés et versés sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Déclarés		Versés	
	2020	2019	2020	2019
Actions privilégiées de catégorie A	7 \$	6 \$	7 \$	7 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	12 \$	10 \$	11 \$	9 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	77 \$	134 \$	77 \$	134 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	17 \$	15 \$	16 \$	13 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	72 \$	68 \$	70 \$	67 \$
Parts de société en commandite	99 \$	93 \$	95 \$	91 \$

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 17, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés intermédiaires non 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 mars 2020, les lettres de crédit émises totalisaient 243 millions \$ (266 millions \$ en 2019).

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière trimestrielle non auditée consolidée des huit derniers trimestres :

	2020	2019				2018		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)								
<i>Production totale (GWh) – MLT</i>	14 151	13 850	12 332	14 252	13 493	13 485	12 113	13 521
<i>Production totale (GWh) – réelle</i>	14 264	12 465	11 089	14 881	14 125	14 445	11 609	13 122
<i>Production au prorata (GWh) – MLT</i>	6 717	6 561	5 821	7 109	6 698	6 602	5 956	6 935
<i>Production au prorata (GWh) – réelle</i>	7 164	5 977	5 213	7 602	7 246	7 052	5 552	6 455
Produits	792 \$	726 \$	642 \$	787 \$	825 \$	780 \$	674 \$	735 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	18	(66)	(53)	17	43	91	(55)	(2)
Résultat de base par part de société en commandite	0,06	0,21	(0,17)	0,05	0,14	0,29	(0,18)	(0,01)
BAIIA ajusté consolidé	618	550	507	630	652	604	494	543
BAIIA ajusté au prorata.....	391	348	301	400	395	371	277	324
Fonds provenant des activités	217	171	133	230	227	206	105	172
Fonds provenant des activités par part	0,70	0,55	0,43	0,74	0,73	0,66	0,33	0,55
Distribution par part de société en commandite.....	0,543	0,515	0,515	0,515	0,515	0,490	0,490	0,490

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

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

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément à IAS 34, selon laquelle il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du *Règlement canadien 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, 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 nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, de 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 rapport annuel de 2019, et aux paragraphes sur les facteurs de risque additionnels présentés ci-dessous. L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier 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 rapport annuel de 2019 sont comme suit :

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 qu'elle 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, nos activités 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. Nous avons mis en œuvre un plan d'intervention pour assurer le maintien de nos activités malgré l'éclosion du virus. Toutefois, nous pourrions subir des répercussions directes ou indirectes de la pandémie, notamment des retards dans les projets de développement ou de construction dans le cadre de nos activités et il existe un certain risque que certaines des contreparties à nos contrats ne puissent pas respecter leurs obligations vis-à-vis de nous.

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 nos activités 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 nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Bien qu'il soit difficile de prédire la portée de la COVID-19 sur nos activités, celles-ci 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 sont 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. Nous affichons un bilan robuste, ainsi qu'une note de crédit de première qualité solide et des liquidités disponibles de plus de 3 milliards \$ tout en n'ayant aucune échéance importante au cours des cinq prochaines années.

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

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

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du trimestre clos le 31 mars 2020 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. La pandémie de COVID-19 n'a eu aucune incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. Nous surveillons et évaluons continuellement l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur la conception et l'efficacité du fonctionnement de nos contrôles internes afin de la réduire au minimum.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Au début de mai, Énergie Brookfield a exercé l'option de racheter le contrat de location de sa centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW en contrepartie de 560 millions \$ (participation nette de BEP totalisant 420 millions \$). La transaction devrait clôturer en 2020.

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote détenues par le public, par porteurs de parts de société en commandite et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les parts de société en commandite rachetables/échangeables donnent à Brookfield le droit de demander que ses parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Si Brookfield exerce ce droit, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à la demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Brookfield, en tant que porteur de parts de société en commandite rachetables/échangeables, a 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 cette obligation au moyen de parts de société en commandite, 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 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 60 %, compte tenu d'un échange intégral, et la totalité des participations de commandité dans Énergie Brookfield, soit une participation de 0,01 %, la tranche restante d'environ 40 % étant détenue par le public.

Production réelle et production moyenne à long terme

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. 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 à un programme d'équilibrage hydrologique 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 décentralisée 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.

Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec Brookfield, en vertu de laquelle Énergie Brookfield a obtenu certains droits vis-à-vis du partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power et de ses filiales. La convention de vote confère entre autres à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un membre du conseil d'administration de l'entité visée. Ainsi, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power et, par conséquent, comptabilise le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power selon la méthode de la mise en équivalence.

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 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 r) 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. 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 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non 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 « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et à la « PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

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 porteurs de parts, 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 porteurs de parts.

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 que nous ne détenons 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 notre participation financière et ne sont pas nécessairement représentatifs de notre 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, notre information financière au prorata ne doit pas être considérée distinctement de nos états financiers 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 notre entreprise 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, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos 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 le rendement de ses activités avant l'incidence de la charge d'intérêt, de l'impôt sur le résultat, de la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, de la participation 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 aux porteurs de parts.

Fonds provenant des activités et fonds provenant des activités par part

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 de l'entreprise.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer le rendement de l'entreprise 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 ne reflétant pas le rendement des activités sous-jacentes. Pour nos états financiers consolidés intermédiaires non audités, nous utilisons le modèle de la réévaluation conformément à IAS 16, *Immobilisations corporelles*, selon laquelle 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. Nous ajoutons l'impôt différé, car nous ne croyons pas que cet élément reflète la valeur actualisée des obligations fiscales réelles que nous nous attendons à engager 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 de l'entreprise. 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 aux porteurs de parts de société en commandite.

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 préparés d'Énergie Brookfield conformément aux IFRS ou s'y substituer.

PARTIE 9 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport intermédiaire 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 intermédiaire comprennent des énoncés concernant la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, la performance financière prévue d'Énergie Brookfield, 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 conclusion de la distribution spéciale des actions de BEPC, l'admissibilité de BEPC à un indice, la capacité de BEPC à attirer de nouveaux investisseurs ainsi que le rendement et les perspectives futurs de BEPC et d'Énergie Brookfield une fois la distribution des actions de BEPC terminée, l'acquisition proposée de TERP, les perspectives et les avantages anticipés du regroupement d'entreprises, y compris certaines informations relatives aux flux de trésorerie et aux liquidités anticipés par suite du regroupement d'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 ces informations et énoncés prospectifs sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons donner aucune assurance 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 CAE 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 du MRE 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; le fait que rien ne garantit que les Bourses auprès desquelles BEPC a déposé une demande en vue d'inscrire ses actions approuveront l'inscription de ces actions; 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, y compris l'acquisition de TERP; l'incertitude quant à l'approbation de l'opération par des actionnaires de TERP qui ne sont pas des sociétés affiliées d'Énergie Brookfield; l'incertitude quant au respect des autres conditions de l'acquisition de TERP ou de leur respect selon le calendrier prévu; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de ses opérations ou de ses acquisitions, y compris l'acquisition proposée de TERP et la distribution spéciale proposée visant les actions de BEPC; 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, de parts de société en commandite privilégiées ou de titres échangeables contre des parts de société en commandite, 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; et la gravité, la durée et la propagation de la COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects que peut avoir le virus.

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 intermédiaire, 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 plus de renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport intermédiaire comprend des références à certaines informations au prorata, au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités, aux fonds provenant des activités par part 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 note 5, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés intermédiaires non audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités par rapport au résultat net.

INFORMATION GÉNÉRALE

Bureau principal

73 Front Street
Fifth Floor
Hamilton, HM12
Bermudes
Téléphone : (441) 294-3304
Télécopieur : (441) 516-1988
<https://bep.brookfield.com>

Dirigeants de BRP Energy Group L.P., fournisseur de services de Brookfield Renewable Partners L.P.

Sachin Shah
Chef de la direction

Wyatt Hartley
Chef de la direction des finances

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada
100 University Avenue
9th Floor
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Téléphone (sans frais) : 1-800-564-6253
Télécopieur (sans frais) : 1-888-453-0330
www.computershare.com

Administrateurs du commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.

Jeffrey Blidner
Eleazar de Carvalho Filho
Nancy Dorn
David Mann
Lou Maroun
Patricia Zuccotti
Stephen Westwell

Symboles boursiers

NYSE : BEP (parts de société en commandite)
TSX : BEP.UN (parts de société en commandite)
TSX : BEP.PR.E (parts de société en commandite privilégiées, série 5)
TSX : BEP.PR.G (parts de société en commandite privilégiées, série 7)
TSX : BEP.PR.I (parts de société en commandite privilégiées, série 9)
TSX : BEP.PR.K (parts de société en commandite privilégiées, série 11)
TSX : BEP.PR.M (parts de société en commandite privilégiées, série 13)
TSX : BEP.PR.O (parts de société en commandite privilégiées, série 15)
NYSE : BEP.PR.A (parts de société en commandite privilégiées, série 17)
TSX : BRF.PR.A (actions privilégiées, série 1)
TSX : BRF.PR.B (actions privilégiées, série 2)
TSX : BRF.PR.C (actions privilégiées, série 3)
TSX : BRF.PR.E (actions privilégiées, série 5)
TSX : BRF.PR.F (actions privilégiées, série 6)

Information pour les investisseurs

Pour en savoir plus sur Énergie Brookfield, visitez l'adresse <https://bep.brookfield.com>. Vous pouvez également consulter en ligne le rapport annuel et le formulaire 20-F de 2019. Pour obtenir des informations à jour et détaillées, visitez notre section « Nouvelles ».

Des renseignements financiers additionnels ont été transmis électroniquement à divers organismes de réglementation en valeurs mobilières par l'intermédiaire d'EDGAR aux États-Unis, à l'adresse www.sec.gov, et par l'intermédiaire de SEDAR au Canada, à l'adresse www.sedar.com.

Les actionnaires peuvent acheminer leurs demandes de renseignements au service des Relations avec les investisseurs, en composant le (416) 369-2616 ou en écrivant à l'adresse enquiries@brookfieldrenewable.com.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP
TSX: BEP.UN