



Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT DE GESTION DU
TROISIÈME TRIMESTRE DE 2021

Rapport de gestion

Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2021

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 a été préparé en date du 5 novembre 2021. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos », et « notre société » 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 qu'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, les actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de BEPC (les « actions échangeables de BEPC ») de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») détenues par le public et par Brookfield, les parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») détenues dans Brookfield Renewable Partners L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield détenue par Brookfield, et la participation de commandité (la « participation de commandité ») dans BRELP détenue par Brookfield. Les porteurs de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables, de la participation de commandité et d'actions échangeables de BEPC sont désignés collectivement les « porteurs de parts », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, la participation de commandité et les actions échangeables de BEPC sont désignées collectivement les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC 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 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 and 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 celui de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

Partie 1 – Faits saillants du troisième trimestre de 2021	1	Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)	
		Tableaux consolidés des flux de trésorerie	24
Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées		Actions, parts et billets en circulation	26
	4	Dividendes et distributions	27
Partie 3 – Informations financières consolidées supplémentaires		Obligations contractuelles	27
Résumé des états consolidés de la situation financière	6	Informations financières supplémentaires	27
Transactions entre parties liées	6	Accords hors état de la situation financière	28
Capitaux propres	6		
Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata		Partie 6 – Principales informations trimestrielles	29
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre	10	Sommaire des résultats trimestriels historiques	29
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	10	Résultats au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre	30
Profil des contrats	16	Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	31
	18		
Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	20	Partie 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	34
Structure du capital et liquidités disponibles	20		
Emprunts	22	Partie 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	36
Dépenses d'investissement	23	Partie 9 – Mise en garde	40

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2021

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
<u>Information sur l'exploitation</u>				
Puissance (MW)	20 515	19 363	20 515	19 363
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme	13 776	13 446	43 967	43 124
Production réelle	13 533	12 007	42 044	39 535
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme	6 697	6 618	22 655	20 644
Production réelle	6 125	5 753	20 513	19 469
Produits moyens (\$ par MWh)	90	80	88	76

Informations financières choisies

Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(115) \$	(162) \$	(311) \$	(184) \$
Résultat de base par part de société en commandite ¹	(0,21)	(0,29)	(0,58)	(0,39)
BAIIA ajusté consolidé ²	751	611	2 364	2 045
BAIIA ajusté au prorata ²	446	371	1 445	1 158
Fonds provenant des activités ²	210	157	720	606
Fonds provenant des activités par part ^{2, 3}	0,33	0,25	1,12	1,01
Distribution par part de société en commandite	0,30	0,29	0,91	0,87

¹⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, le nombre total moyen de parts de société en commandite s'est établi à respectivement 274,9 millions et 274,9 millions (respectivement 272,6 millions et 269,9 millions en 2020).

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures 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 » et à la « PARTIE 9 – Mise en garde ».

³⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à respectivement 645,6 millions et 645,6 millions (respectivement 624,6 millions et 597,5 millions en 2020), ce qui comprend nos parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables ainsi que les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 septembre 2021	31 décembre 2020
<u>Situation de trésorerie et sources de financement</u>		
Liquidités disponibles	3 318 \$	3 270 \$
Ratio d'endettement – entreprise	8 %	6 %
Ratio d'endettement – consolidé	32 %	27 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield	89 %	88 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata ¹	3 %	4 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	13 ans	14 ans
Taux d'intérêt moyen	3,9 %	3,9 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	11 ans
Taux d'intérêt moyen	4,0 %	4,0 %

¹⁾ Compte non tenu de l'exposition aux dettes à taux d'intérêt variables de 5 % (5 % en 2020) contractées dans certaines régions autres que l'Amérique du Nord et l'Europe en raison des coûts connexes plus élevés qu'entraîne la couverture dans ces régions.

Exploitation

Les fonds provenant des activités se sont établis à 210 millions \$, ou 0,33 \$ par part, ce qui représente une augmentation de 32 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent soutenue par :

- l'apport provenant de la croissance, y compris des actifs en développement d'une puissance de plus de 670 MW ayant commencé leurs activités commerciales et des acquisitions d'un parc éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW et d'un portefeuille de production décentralisée de 360 MW aux États-Unis;
- les prix réalisés plus élevés dans la plupart des marchés, grâce à l'indexation sur l'inflation, aux initiatives commerciales de négociation de contrats et aux prix plus élevés de l'électricité à l'échelle mondiale;
- les marges plus élevées découlant des mesures de réduction des coûts;
- une production accrue d'hydroélectricité sur une base comparable, tout particulièrement aux États-Unis et en Colombie.

Déduction faite de la charge d'amortissement et des charges sans effet de trésorerie, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 115 millions \$, ou 0,21 \$ par part de société en commandite, pour le trimestre clos le 30 septembre 2021.

Nous avons maintenu notre attention sur le profil des contrats et nos relations étroites avec nos clients, ce qui nous a permis de réaliser au cours du dernier trimestre :

- la conclusion de 19 conventions d'achat d'électricité visant la production annuelle d'environ 1 300 GWh à partir d'énergie renouvelable avec des acheteurs institutionnels exerçant leurs activités dans l'ensemble des principaux secteurs à l'échelle mondiale.

Situation de trésorerie et sources de financement

Notre accès à différentes sources de financement demeure solide étant donné notre excellent bilan :

- Notre situation de trésorerie demeure robuste grâce à des liquidités disponibles atteignant près de 3,3 milliards \$ et au fait qu'aucune dette importante ne vient à échéance à très court terme.
- Nous avons tiré profit tant du contexte de faibles taux d'intérêt que de la nature à long terme de nos actifs ainsi que des liquidités obtenues de divers leviers de financement :
 - Nous avons obtenu des financements sans recours de première qualité de plus de 1,9 milliard \$ pour l'ensemble de notre portefeuille diversifié au cours du trimestre.
 - Jusqu'à maintenant, nous avons généré un produit de plus de 900 millions \$ (montant net de 430 millions \$ pour Énergie Brookfield) découlant des mesures de recyclage de capitaux, notamment la vente de portefeuilles éoliens arrivés à maturité situés en Irlande et aux États-Unis, ce qui représente un rendement global équivalant à environ le double du capital investi. Nous avons également convenu de vendre nos actifs au Mexique qui ont été développés par X-Elio, notre promoteur mondial de projets d'énergie solaire, pour une contrepartie d'environ 400 millions \$ (montant net de 50 millions \$ pour Énergie Brookfield).

Croissance et développement

Après la clôture du trimestre, nous avons convenu, avec nos partenaires institutionnels, de faire l'acquisition d'une participation initiale de 26 % dans un portefeuille d'actifs en exploitation et en développement en Espagne et au Mexique d'une puissance de 750 MW. Nous prévoyons investir des capitaux propres d'un total de 220 millions \$ (montant net de 55 millions \$ pour Énergie Brookfield) dans ce projet, ce qui pourrait potentiellement faire passer notre participation financière à près de 60 %, et nous nous attendons à ce que la participation détenue par Énergie Brookfield soit de 25 % dans ce placement.

Après la clôture du trimestre, nous avons conclu, avec nos partenaires institutionnels, une entente en vue d'acquérir trois projets de développement d'énergie solaire commerciaux rendus à un stade avancé et de qualité supérieure aux États-Unis pour une puissance installée totale d'environ 475 MW. Nous prévoyons investir 135 millions \$ (montant net d'environ 35 millions \$ pour Énergie Brookfield) et nous nous attendons à ce que la participation d'Énergie Brookfield s'élève à 25 %.

Après la clôture du trimestre, nous avons conclu, avec nos partenaires institutionnels, une entente en vue d'acquérir un portefeuille de production décentralisée par l'intermédiaire de nos activités d'énergie renouvelable en Pologne d'une puissance de 35 MW. La participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 6 %.

Avec nos partenaires institutionnels et dans le cadre de placements dans le China Renewable Energy Fund d'Apple Inc., nous avons conclu l'acquisition d'une participation de 58 % dans une centrale éolienne en exploitation en Chine d'une puissance de 59 MW. Cette acquisition est la première à être conclue parmi les autres projets du portefeuille d'actifs éoliens de qualité supérieure en exploitation en Chine d'une puissance de 213 MW dont la production est visée par contrat.

L'acquisition des autres projets devrait se conclure au cours du quatrième trimestre de 2021 et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 14,5 %.

Au cours de l'exercice, nous avons continué de faire évoluer notre portefeuille de projets de développement :

- avec la mise en service de projets de développement d'une puissance de 672 MW, y compris d'une centrale d'énergie solaire au Brésil de 357 MW;
- avec la poursuite de la construction de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage, d'énergie solaire photovoltaïque et d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires sur toiture d'une puissance totale de 6 739 MW, notamment le projet de rééquipement d'un parc éolien en Oregon de 845 MW, lesquels devraient dégager des fonds provenant des activités annualisés totalisant environ 95 millions \$.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières de l'entreprise pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Production moyenne à long terme	13 776	13 446	43 967	43 124
Production réelle.....	13 533	12 007	42 044	39 535
Produits.....	966 \$	867 \$	3 005 \$	2 858 \$
Coûts d'exploitation directs	(292)	(281)	(990)	(917)
Coûts de service de gestion.....	(71)	(65)	(224)	(151)
Charge d'intérêts.....	(247)	(233)	(726)	(733)
Charge d'amortissement	(373)	(369)	(1 120)	(1 030)
(Charge) recouvrement d'impôt.....	(143)	27	(128)	(1)
Perte nette	(154) \$	(119) \$	(99) \$	(40) \$
Taux de change moyen de conversion en \$ US				
\$ CA	1,26	1,33	1,25	1,35
€	0,85	0,86	0,84	0,89
R\$	5,23	5,38	5,33	5,08
COP	3 844	3 730	3 696	3 703

Analyse des écarts pour le trimestre clos le 30 septembre 2021

Les produits totalisant 966 millions \$ représentent une augmentation de 99 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités. Les produits des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 83 millions \$ et 761 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 27 millions \$ et une réduction de la production de 246 GWh. Sur une base comparable, les produits ont augmenté de 43 millions \$ du fait que nous avons tiré avantage de la production accrue des centrales hydroélectriques, tout particulièrement celles aux États-Unis et en Colombie, et de la hausse des produits réalisés moyens par MWh dans la plupart des marchés, grâce à l'indexation sur l'inflation, aux initiatives de renégociation de contrats et aux prix plus élevés de l'électricité sur le marché libre à l'échelle mondiale.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 292 millions \$ représentent une augmentation de 11 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et des ventes d'actifs réalisées dernièrement a été plus que contrebalancé par les coûts supplémentaires entraînés par les centrales que nous avons récemment acquises et mises en service.

Les coûts de service de gestion totalisant 71 millions \$ représentent une augmentation de 6 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts, s'élevant à 247 millions \$, représente une augmentation de 14 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille, contrebalancée en partie par l'avantage tiré des récentes activités de refinancement qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 373 millions \$, ce qui représente une hausse de 4 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, entraînée par la croissance de nos activités.

La charge d'impôt de 143 millions \$ représente une augmentation de 170 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent découlant de la nouvelle législation fiscale adoptée au cours du trimestre qui a eu une incidence sur la charge d'impôt différé de nos activités en Colombie.

La perte nette s'est élevée à 154 millions \$, une augmentation de 35 millions \$ en regard de celle pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui est attribuable aux éléments susmentionnés.

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021

Les produits totalisant 3 005 millions \$ ont augmenté de 147 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 172 millions \$ et 1 575 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 46 millions \$ et une réduction de la production de 367 GWh. Sur une base comparable et en monnaie locale, les produits ont accusé une diminution de 17 millions \$ étant donné que l'avantage tiré de la hausse des produits réalisés moyens par MWh, découlant principalement de l'indexation sur l'inflation, des initiatives de renégociation de contrats et des prix plus élevés de l'électricité sur le marché libre à l'échelle mondiale ainsi que des prix du marché plus élevés réalisés sur la production de nos actifs éoliens au Texas au cours de la tempête hivernale survenue au premier trimestre de 2021, dont l'apport s'est élevé à 52 millions \$, a été plus que contrebalancé par une diminution de la production attribuable principalement à nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord.

La dévaluation du dollar américain par rapport à sa valeur pour la période correspondante de l'exercice précédent, et par rapport à la plupart des devises, a entraîné une augmentation des produits de 38 millions \$ qui a été partiellement contrebalancée par l'effet de change défavorable de 22 millions \$ sur les charges d'exploitation et d'intérêts pour la période.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 910 millions \$, compte non tenu de l'incidence de la tempête hivernale survenue au Texas, représentent une diminution de 7 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et des ventes d'actifs réalisées dernièrement a été contrebalancé en partie par les coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales et l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée ci-dessus.

Les coûts d'exploitation directs liés à la tempête hivernale survenue au Texas se sont élevés à 80 millions \$, lesquels tiennent compte du coût d'acquisition d'énergie engagé afin de respecter nos obligations contractuelles associées à nos actifs éoliens qui ne produisaient pas pendant la période en raison des conditions glaciales, déduction faite des activités de couverture. L'incidence consolidée globale de la tempête hivernale au Texas, déduction faite des produits de 52 millions \$ mentionnés ci-dessus, a représenté une perte de 28 millions \$, dont la quote-part d'Énergie Brookfield est négligeable.

Les coûts de service de gestion totalisant 224 millions \$ représentent une augmentation de 73 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts, s'élevant à 726 millions \$, représente une diminution de 7 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de l'avantage tiré des récentes activités de refinancement qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens, lequel avantage a été en partie contrebalancé par la croissance de nos activités et l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée ci-dessus.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 120 millions \$, ce qui représente une hausse de 90 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, entraînée par la croissance de nos activités et l'incidence des mouvements des cours de change.

La charge d'impôt de 128 millions \$ représente une augmentation de 127 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent découlant de la nouvelle législation fiscale adoptée au cours de la période qui a eu une incidence sur la charge d'impôt différé de nos activités en Colombie.

La perte nette s'est élevée à 99 millions \$, une augmentation de 59 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui est attribuable aux 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 aux :

(EN MILLIONS)	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs détenus en vue de la vente	57 \$	57 \$
Actifs courants	2 341	1 742
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	952	971
Immobilisations corporelles à la juste valeur	44 031	44 590
Total de l'actif.....	49 887	49 722
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente.....	6	14
Emprunts de la société mère.....	2 792	2 135
Emprunts sans recours	17 498	15 947
Passifs d'impôt différé	5 350	5 515
Total du passif et des capitaux propres	49 887	49 722
	Taux de change de conversion au comptant en \$ US	
\$ CA	1,27	1,27
€	0,86	0,82
R\$	5,44	5,20
COP	3 835	3 432

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 44,0 milliards \$ au 30 septembre 2021, contre 44,6 milliards \$ au 31 décembre 2020. La diminution de 0,6 milliard \$ est principalement attribuable à l'effet de change découlant de l'appréciation du dollar américain, ce qui a entraîné une diminution de 1,2 milliard \$ des immobilisations corporelles et une charge d'amortissement associée aux immobilisations corporelles de 1,1 milliard \$. Au cours de l'exercice, nous avons cédé un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 391 MW, un portefeuille éolien d'actifs en exploitation et de projets de développement en Irlande de 656 MW et un portefeuille éolien de projets de développement en Écosse d'une puissance de 271 MW, ce qui a entraîné une diminution de 1,6 milliard \$ des immobilisations corporelles. La diminution a été en partie contrebalancée par l'acquisition d'un portefeuille éolien d'une puissance de 845 MW, d'une plateforme de production décentralisée regroupant des actifs en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW et des actifs en développement d'une puissance de plus de 700 MW aux États-Unis, ainsi que par nos investissements continus dans le développement d'actifs de production d'électricité et nos dépenses d'investissement de maintien, tous ces facteurs ayant mené à une augmentation des immobilisations corporelles de 3,3 milliards \$.

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 d'une unique convention d'achat d'électricité à long terme à l'échelle des centrales hydroélectriques d'Énergie Brookfield situées à New York.

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

Énergie Brookfield 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, au Brookfield Infrastructure Debt Fund et au Brookfield Global Transition Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, de concert avec ses 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 et confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2021, et les montants empruntés portent intérêt au taux applicable, majoré jusqu'à concurrence de 1,8 %. Au cours de la période considérée, 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'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield au 30 septembre 2021 (325 millions \$ au 31 décembre 2020). La charge d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable et le dépôt de Brookfield Asset Management pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 se sont établis à respectivement 1 million \$ et 2 millions \$ (respectivement néant et 1 million \$ en 2020).

De plus, notre société a conclu de nouvelles conventions avec Brookfield et en a modifié ou résilié d'autres qui sont décrites à la note 18, « Transactions entre parties liées », dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat intermédiaires non audités pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	6 \$	32 \$	89 \$	213 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	— \$	1 \$	— \$	1 \$
Frais de commercialisation de l'énergie et autres services	(3)	(1)	(8)	(2)
Services d'assurance ¹	—	(4)	—	(18)
	(3) \$	(4) \$	(8) \$	(19) \$
Charge d'intérêts				
Emprunts	(1) \$	— \$	(2) \$	(1) \$
Désactualisation du solde des contrats	(1)	(1)	(10)	(9)
	(2) \$	(1) \$	(12) \$	(10) \$
Coûts de service de gestion	(71) \$	(65) \$	(224) \$	(151) \$

¹⁾ Les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle agissait comme courtier entre des assureurs externes et Énergie Brookfield. À compter de 2020, les honoraires liés aux services d'assurance sont versés directement aux assureurs externes. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 se sont établis à moins de 1 million \$.

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 régulières, 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. Au 30 septembre 2021, dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite dépassaient les niveaux cibles trimestriels de 0,2000 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative s'établissait à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite dépassaient les niveaux cibles trimestriels de 0,2253 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative équivalait alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Des distributions incitatives de respectivement 20 millions \$ et 60 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 (respectivement 17 millions \$ et 48 millions \$ en 2020).

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 30 septembre 2021, aucune des actions privilégiées de catégorie A, série 5 et série 6 émises n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

En juillet 2021, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2022 ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries d'actions privilégiées de catégorie A. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune action privilégiée de catégorie A n'a été rachetée en 2021 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Billets subordonnés perpétuels

En avril 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur de 350 millions \$ à un taux fixe de 4,625 %. Les billets subordonnés perpétuels sont classés comme une catégorie distincte de participations ne donnant pas le contrôle dans l'état de la situation financière consolidé d'Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a contracté des intérêts de respectivement 4 millions \$ et 7 millions \$ sur les billets subordonnés perpétuels au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021. Les intérêts engagés sur les billets subordonnés perpétuels sont présentés à titre de distributions dans l'état consolidé des variations des capitaux propres. Au 30 septembre 2021, la valeur comptable des billets subordonnés perpétuels était de 340 millions \$, déduction faite des coûts de transaction.

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 30 septembre 2021, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 5 n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Au cours du troisième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a procédé au rachat de toutes les parts de société en commandite privilégiées de série 9 en circulation pour 200 millions \$ CA ou 25 \$ CA par part de société en commandite privilégiée.

En juillet 2021, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts privilégiées en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2022 ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de ses parts privilégiées. Les porteurs de parts privilégiées peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part privilégiée n'a été rachetée en 2021 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

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

Au 30 septembre 2021, Brookfield Asset Management détenait directement et indirectement 308 051 190 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, soit une participation d'environ 48 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (soit l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC en circulation). La participation restante d'environ 52 % est détenue par des investisseurs publics.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, Énergie Brookfield a émis respectivement 63 127 et 156 794 parts de société en commandite (respectivement 46 074 et 150 528 parts de société en commandite en 2020) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de respectivement 2 millions \$ et 6 millions \$ (respectivement 2 millions \$ et 5 millions \$ en 2020).

Les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 respectivement 4 766 et 14 408 actions échangeables de BEPC (127 746 actions pour les périodes correspondantes de 2020) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur de moins de 1 million \$ (1 million \$ en 2020).

En décembre 2020, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite et a effectué une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions échangeables de BEPC en circulation. Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à concurrence de 13 740 072 parts de société en commandite et 8 609 220 actions échangeables de BEPC, soit environ 5 % de chacune des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC émises et en circulation. L'offre vient à échéance le 15 décembre 2021, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Aucune part de société en commandite ni action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des trimestres et périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2021 et 2020.

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 de plus amples 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 30 SEPTEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	2 333	2 151	2 441	2 441	172 \$	160 \$	108 \$	95 \$	71 \$	60 \$	10 \$	(18) \$
Brésil	552	663	1 011	1 011	34	36	48	32	43	24	19	4
Colombie.....	1 045	792	858	843	54	49	40	32	28	23	(19)	15
	3 930	3 606	4 310	4 295	260	245	196	159	142	107	10	1
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	797	832	975	1 008	64	57	64	45	48	24	(38)	(23)
Europe.....	168	209	174	217	18	27	17	19	11	13	(4)	(20)
Brésil	194	199	208	208	10	10	9	9	7	7	2	5
Asie.....	107	105	121	121	8	7	5	6	3	6	1	4
	1 266	1 345	1 478	1 554	100	101	95	79	69	50	(39)	(34)
Énergie solaire	556	512	651	592	101	90	91	79	61	51	18	(3)
Transition énergétique¹.....	373	290	258	177	87	46	58	37	48	33	13	6
Siège social	—	—	—	—	—	—	6	17	(110)	(84)	(117)	(132)
Total	6 125	5 753	6 697	6 618	548 \$	482 \$	446 \$	371 \$	210 \$	157 \$	(115) \$	(162) \$

¹⁾ La production réelle comprend 157 GWh (136 GWh en 2020) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Pour une explication sur les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la moyenne à long terme pour certaines de nos installations, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2021	2020
<i>Production (GWh) – MLT</i>	4 310	4 295
<i>Production (GWh) – réelle</i>	3 930	3 606
Produits.....	260 \$	245 \$
Autres produits.....	34	22
Coûts d'exploitation directs	(98)	(108)
BAIIA ajusté	196	159
Charge d'intérêts.....	(49)	(49)
Impôt exigible.....	(5)	(3)
Fonds provenant des activités	142 \$	107 \$
Charge d'amortissement	(86)	(81)
Impôt différé et autres.....	(46)	(25)
Résultat net.....	10 \$	1 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata par secteur géographique des activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh ¹		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Amérique du Nord										
États-Unis	1 907	1 587	71 \$	62 \$	82 \$	65 \$	57 \$	42 \$	6 \$	(15) \$
Canada.....	426	564	73	71	26	30	14	18	4	(3)
	2 333	2 151	71	65	108	95	71	60	10	(18)
Brésil.....	552	663	62	59	48	32	43	24	19	4
Colombie ²	1 045	792	56	57	40	32	28	23	(19)	15
Total.....	3 930	3 606	66 \$	62 \$	196 \$	159 \$	142 \$	107 \$	10 \$	1 \$

¹⁾ Comprennent des profits tirés de la couverture de change réalisés d'environ 5 millions \$ inclus dans les autres produits en 2021.

²⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de déduire l'incidence des achats d'électricité.

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 71 millions \$, comparativement à 60 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, puisque l'effet favorable de la grande disponibilité des actifs, de la hausse des produits moyens par MWh tirée principalement de l'indexation sur l'inflation et de la production accrue de nos actifs hydroélectriques aux États-Unis a été contrebalancé en partie par la diminution de la production à nos centrales hydroélectriques au Canada.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est établi à 10 millions \$ par rapport à une perte nette de 18 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent en raison surtout de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la hausse des profits latents tirés des résultats des activités de couverture.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 43 millions \$, en regard de 24 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, puisque l'effet favorable de la hausse des produits moyens par MWh en raison de l'indexation sur l'inflation et des initiatives de renégociation de contrats ainsi que la confirmation du caractère définitif de la décision favorable rendue relativement aux volumes de production inférieurs historiques attribués à nos centrales aux termes du mécanisme de mise en commun des intérêts centralisé au Brésil ont été contrebalancés en partie par une production inférieure à la moyenne à long terme.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est établi à 19 millions \$ par rapport à 4 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent en raison surtout de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 28 millions \$, en regard de 23 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont été 22 % supérieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'avantage tiré des mesures de réduction des coûts, de la hausse de la production (22 % supérieure à la moyenne à long terme) et de la hausse des produits moyens par MWh sur la production visée par contrat en raison de l'indexation sur l'inflation et des initiatives de renégociation de contrats ayant été contrebalancé en partie par des prix du marché moins avantageux réalisés sur notre production non visée par contrat par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui a connu des prix du marché élevés en raison des faibles conditions hydrologiques inhabituelles pour la saison à l'échelle du réseau. Les fonds provenant des activités ont également pu compter sur l'apport provenant de l'acquisition de centrales hydroélectriques d'une puissance de 40 MW au cours du premier trimestre de 2021 (1 million \$ et 20 GWh).

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a été de 19 millions \$ par rapport à un résultat net de 15 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, étant donné que l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par une charge d'impôt différé ponctuelle découlant de la législation fiscale adoptée au cours du trimestre.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020
<i>Production (GWh) – MLT</i>	1 478	1 554
<i>Production (GWh) – réelle</i>	1 266	1 345
Produits.....	100 \$	101 \$
Autres produits.....	23	8
Coûts d'exploitation directs	(28)	(30)
BAIIA ajusté	95	79
Charge d'intérêts.....	(21)	(28)
Impôt exigible.....	(5)	(1)
Fonds provenant des activités	69	50
Charge d'amortissement	(75)	(77)
Impôt différé et autres	(33)	(7)
Résultat net.....	(39) \$	(34) \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata par secteur géographique des activités de production éolienne pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Amérique du Nord										
États-Unis	625	660	75 \$	64 \$	53 \$	32 \$	43 \$	17 \$	(24) \$	(10) \$
Canada.....	172	172	99	94	11	13	5	7	(14)	(13)
	797	832	80	71	64	45	48	24	(38)	(23)
Europe ¹	168	209	122	119	17	19	11	13	(4)	(20)
Brésil.....	194	199	54	52	9	9	7	7	2	5
Asie	107	105	89	82	5	6	3	6	1	4
Total.....	1 266	1 345	82 \$	76 \$	95 \$	79 \$	69 \$	50 \$	(39) \$	(34) \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de normaliser l'incidence trimestrielle des prix du marché sur nos actifs à tarifs réglementés en Espagne.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 48 millions \$, par rapport à 24 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la croissance découlant de notre participation accrue dans TerraForm Power et de l'acquisition d'un portefeuille éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW, dont l'apport global a été de 4 millions \$ aux produits et 26 GWh à la production (déduction faite des ventes d'actifs) et par un profit réalisé sur la vente d'actifs en développement aux États-Unis. Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont été conformes à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré de la hausse des produits moyens par MWh en raison de la composition des moyens de production sur les marchés à prix plus élevés a été contrebalancé par une baisse des ressources.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est établie à 38 millions \$ par rapport à 23 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent du fait surtout que l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par une hausse des profits latents tirés de la couverture de nos instruments financiers au cours de la période correspondante de l'exercice précédent.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 11 millions \$, comparativement à 13 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la vente de notre portefeuille éolien en Irlande au deuxième trimestre de 2021. Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont été conformes à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est établie à 4 millions \$ par rapport à 20 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, surtout du fait de la vente du portefeuille éolien en Irlande.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 7 millions \$, ce qui est conforme à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, étant donné que l'avantage tiré des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats a été contrebalancé par une baisse des ressources.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est établi à 2 millions \$, en regard de 5 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, surtout du fait que l'incidence sur les fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement entraînée par l'appréciation du réal par rapport au dollar américain.

Asie

Les fonds provenant des activités en Asie se sont fixés à 3 millions \$, contre 6 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, l'avantage tiré de la hausse des produits moyens par MWh ayant été plus que contrebalancé par une hausse de la charge d'intérêts en raison des récentes initiatives de financement.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est établi à 1 million \$ par rapport à 4 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent surtout du fait de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata des activités de production d'énergie solaire pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020
<i>Production (GWh) – MLT</i>	651	592
<i>Production (GWh) – réelle</i>	556	512
Produits.....	101 \$	90 \$
Autres produits.....	10	7
Coûts d'exploitation directs	(20)	(18)
BAIIA ajusté	91	79
Charge d'intérêts.....	(30)	(27)
Impôt exigible.....	—	(1)
Fonds provenant des activités	61 \$	51 \$
Charge d'amortissement	(42)	(38)
Impôt différé et autres	(1)	(16)
Résultat net	18 \$	(3) \$

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire se sont fixés à 61 millions \$, comparativement à 51 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'apport de notre participation accrue dans TerraForm Power et de nouvelles centrales mises en service, déduction faite des ventes d'actifs (7 millions \$ et 65 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts de nos activités d'énergie solaire s'est établi à 18 millions \$ en regard d'une perte nette de 3 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent du fait surtout de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

ACTIVITÉS DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata des activités de transition énergétique pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020
<i>Production (GWh) – MLT</i>	258	177
<i>Production (GWh) – réelle</i>	373	290
Produits.....	87 \$	46 \$
Autres produits.....	4	7
Coûts d'exploitation directs	(33)	(16)
BAIIA ajusté	58	37
Charge d'intérêts.....	(9)	(4)
Divers.....	(1)	—
Fonds provenant des activités	48 \$	33 \$
Charge d'amortissement	(19)	(13)
Impôt différé et autres	(16)	(14)
Résultat net.....	13 \$	6 \$

Les fonds provenant des activités de transition énergétique se sont élevés à 48 millions \$, par rapport à 33 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la croissance de notre portefeuille de production décentralisée et d'autres acquisitions (10 millions \$ et 76 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent du fait de la hausse des prix des services liés à la stabilisation des réseaux fournis par notre centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni attribuable aux prix plus élevés et variables de l'électricité.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est établi à 13 millions \$ par rapport à 6 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent du fait surtout de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2021	2020
Autres produits.....	14 \$	21 \$
Coûts d'exploitation directs	(8)	(4)
BAIIA ajusté	6	17
Coûts de service de gestion.....	(71)	(59)
Charge d'intérêts.....	(21)	(21)
Impôt exigible.....	—	(1)
Distributions sur les parts de société en commandite privilégiées, les actions privilégiées et les billets subordonnés perpétuels.....	(24)	(20)
Fonds provenant des activités	(110) \$	(84) \$
Impôt différé et autres	(7)	(48)
Perte nette	(117) \$	(132) \$

Les coûts de service de gestion totalisant 71 millions \$ ont augmenté de 12 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

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 30 septembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits.....	172 \$	34 \$	54 \$	64 \$	18 \$	10 \$	8 \$	101 \$	87 \$	— \$	548 \$	(42) \$	460 \$	966 \$
Autres produits.....	3	26	5	20	3	(1)	1	10	4	14	85	(5)	(38)	42
Coûts d'exploitation directs	(67)	(12)	(19)	(20)	(4)	—	(4)	(20)	(33)	(8)	(187)	23	(128)	(292)
Quote-part du BAIHA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	24	11	35
BAIHA ajusté	108	48	40	64	17	9	5	91	58	6	446	—	305	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(71)	(71)	—	—	(71)
Charge d'intérêts.....	(38)	(3)	(8)	(15)	(3)	(1)	(2)	(30)	(9)	(21)	(130)	9	(126)	(247)
Impôt exigible	1	(2)	(4)	(1)	(3)	(1)	—	—	(1)	—	(11)	2	(13)	(22)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(14)	(14)	—	—	(14)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(6)	(6)	—	—	(6)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(4)	(4)	—	—	(4)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(11)	(11)	(22)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(155)	(155)
Fonds provenant des activités	71	43	28	48	11	7	3	61	48	(110)	210	—	—	
Charge d'amortissement.....	(63)	(17)	(6)	(54)	(14)	(5)	(2)	(42)	(19)	(1)	(223)	6	(156)	(373)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers	8	(4)	(1)	(9)	2	1	—	6	(4)	3	2	(1)	20	21
Recouvrement (charge) d'impôt différé	8	(1)	(36)	9	(2)	—	—	3	(2)	14	(7)	5	(119)	(121)
Divers.....	(14)	(2)	(4)	(32)	(1)	(1)	—	(10)	(10)	(23)	(97)	7	37	(53)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(17)	—	(17)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	218	218
Résultat net attribuable aux porteurs de parts².....	10 \$	19 \$	(19) \$	(38) \$	(4) \$	2 \$	1 \$	18 \$	13 \$	(117) \$	(115) \$	— \$	— \$	(115) \$

¹⁾ La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 4 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 63 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et 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, aux actions échangeables de BEPC 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, aux actions privilégiées et aux billets subordonnés perpétuels.

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 30 septembre 2020 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits.....	160 \$	36 \$	49 \$	57 \$	27 \$	10 \$	7 \$	90 \$	46 \$	— \$	482 \$	(16) \$	401 \$	867 \$
Autres produits.....	13	7	2	3	2	1	2	7	7	21	65	(1)	(52)	12
Coûts d'exploitation directs	(78)	(11)	(19)	(15)	(10)	(2)	(3)	(18)	(16)	(4)	(176)	9	(114)	(281)
Quote-part du BAHIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8	5	13
BAIIA ajusté.....	95	32	32	45	19	9	6	79	37	17	371	—	240	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(59)	(59)	—	(6)	(65)
Charge d'intérêts.....	(35)	(7)	(7)	(20)	(6)	(2)	—	(27)	(4)	(21)	(129)	4	(108)	(233)
Impôt exigible.....	—	(1)	(2)	(1)	—	—	—	(1)	—	(1)	(6)	1	(8)	(13)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(14)	(14)	—	—	(14)
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.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(5)	(2)	(7)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)
Fonds provenant des activités.....	60	24	23	24	13	7	6	51	33	(84)	157	—	—	
Charge d'amortissement.....	(60)	(16)	(5)	(54)	(18)	(3)	(2)	(38)	(13)	(1)	(210)	7	(166)	(369)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers.....	(25)	—	1	28	(1)	2	2	(28)	—	(12)	(33)	3	68	38
Recouvrement (charge) d'impôt différé.....	20	—	(2)	7	3	—	—	4	(3)	10	39	1	—	40
Divers	(13)	(4)	(2)	(28)	(17)	(1)	(2)	8	(11)	(45)	(115)	2	3	(110)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	2	(11)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	93	93
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	(18) \$	4 \$	15 \$	(23) \$	(20) \$	5 \$	4 \$	(3) \$	6 \$	(132) \$	(162) \$	— \$	— \$	(162) \$

¹⁾ La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 5 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 23 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et 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 pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

Résultat net attribuable aux éléments suivants :

	2021	2020
Capitaux propres des commanditaires.....	(58) \$	(92) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	19	15
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(40)	(67)
Actions échangeables de BEPC.....	(36)	(18)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(115) \$	(162) \$
Charge d'amortissement.....	223	210
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers.....	(2)	33
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	7	(39)
Divers.....	97	115
Fonds provenant des activités.....	210 \$	157 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :		
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	14	14
Actions privilégiées.....	6	6
Billets subordonnés perpétuels.....	4	—
Impôt exigible.....	11	6
Charge d'intérêts.....	130	129
Coûts de service de gestion.....	71	59
BAIIA ajusté au prorata.....	446	371
Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	305	240
BAIIA ajusté consolidé.....	751 \$	611 \$

Le tableau suivant présente le rapprochement par part des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement avec les fonds provenant des activités par part pour les trimestres clos les 30 septembre :

	Trimestres clos les 30 septembre	
	2021	2020
Résultat de base par part de société en commandite ¹	(0,21) \$	(0,29) \$
Charge d'amortissement.....	0,35	0,34
Perte de change et sur les instruments financiers.....	—	0,05
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	0,01	(0,06)
Divers.....	0,18	0,21
Fonds provenant des activités par part ²	0,33 \$	0,25 \$

¹ Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2021, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 274,9 millions (272,6 millions en 2020).

² Pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 645,6 millions (624,6 millions en 2020), ce qui comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC 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 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 72 % 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 2021	2022	2023	2024	2025
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	1 821	7 238	5 348	4 663	4 645
Canada.....	501	2 097	2 019	2 006	2 006
	2 322	9 335	7 367	6 669	6 651
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis.....	669	2 597	2 597	2 032	2 032
Canada.....	392	1 352	1 352	1 352	1 352
	1 061	3 949	3 949	3 384	3 384
Europe.....	250	912	912	912	911
Asie.....	78	372	372	349	349
	1 389	5 233	5 233	4 645	4 644
Énergie solaire – services publics	310	1 845	1 843	1 838	1 836
Transition énergétique.....	140	856	856	856	850
Production visée par contrat au prorata.....	4 161	17 269	15 299	14 008	13 981
Production non visée par contrat au prorata.....	787	3 453	5 423	6 714	6 741
Production moyenne à long terme au prorata.....	4 948	20 722	20 722	20 722	20 722
Participations ne donnant pas le contrôle.....	3 866	16 073	16 073	16 073	16 073
Production moyenne à long terme totale.....	8 814	36 795	36 795	36 795	36 795
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	84 %	83 %	74 %	68 %	67 %
Prix par MWh – production totale au prorata	83 \$	90 \$	97 \$	102 \$	102 \$

¹⁾ Comprend la production de 559 GWh pour 2021, de 2 659 GWh pour 2022 et de 681 GWh pour 2023 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 16 ans en Amérique du Nord, à 14 ans en Europe, à 10 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie et à 17 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 prévoyons une incidence positive nette sur les flux de trésorerie.

En ce qui concerne le portefeuille en Colombie, nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non visée par contrat 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 (39 %), sociétés de distribution (28 %), utilisateurs industriels (16 %) et Brookfield (17 %).

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, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. La grande majorité de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et est à environ 90 % liée à des projets.

Le tableau suivant présente la structure du capital :

	Siège social		Données consolidées	
	30 septembre 2021	31 décembre 2020	30 septembre 2021	31 décembre 2020
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Facilité de crédit de la société mère ¹	150 \$	— \$	150 \$	— \$
Papier commercial ¹	500	3	500	3
Dette				
Billets à moyen terme ²	2 149	2 140	2 149	2 140
Emprunts sans recours ³	—	—	17 452	16 006
	2 149	2 140	19 601	18 146
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	—	—	5 130	5 310
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	10 942	11 100
Actions privilégiées	610	609	610	609
Billets subordonnés perpétuels	340	—	340	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	881	1 028	881	1 028
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	7 494	9 030	7 494	9 030
Total de la structure du capital	11 474 \$	12 807 \$	44 998 \$	45 223 \$
Ratio d'endettement	19 %	17 %	44 %	40 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) ⁵	8 %	6 %	32 %	27 %

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

²⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 7 millions \$ (8 millions \$ en 2020), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 41 millions \$ (15 millions \$ en 2020) 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 118 millions \$ (122 millions \$ en 2020), ni des primes non amorties de 164 millions \$ (63 millions \$ en 2020).

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

⁵⁾ Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

(EN MILLIONS)	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	340 \$	291 \$
Placements dans des titres de capitaux propres.....	170	183
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées	2 375	2 150
Emprunts effectués sur les facilités de crédit	(150)	—
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	400	400
Lettres de crédit émises	(270)	(300)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	2 355	2 250
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata.....	453	546
Liquidités disponibles	3 318 \$	3 270 \$

Nous disposons des liquidités nécessaires pour financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement et nos distributions ainsi que pour faire face aux changements défavorables brusques 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 du financement à plusieurs niveaux qui nous permet de tirer profit des occasions de recyclage des capitaux et par diverses sources de financement. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, la capacité additionnelle de financement au moyen d'emprunts 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 :

	30 septembre 2021			31 décembre 2020		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société mère						
Billets à moyen terme.....	3,9	13	2 149 \$	3,9	14	2 140 \$
Facilités de crédit.....	1,3	5	150	s. o.	4	—
Papier commercial.....	0,2	<1	500	0,4	<1	3
Emprunts sans recours au prorata						
Hydroélectricité.....	4,7	8	4 395	4,6	9	4 123
Énergie éolienne.....	3,9	9	2 351	3,9	10	2 540
Énergie solaire.....	3,3	12	2 642	3,3	13	2 534
Transition énergétique.....	3,4	9	1 029	4,0	11	864
	4,0	10	10 417	4,0	11	10 061
			13 216			12 204
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties.....			(25)			(45)
			13 191			12 159
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....			(340)			(332)
Participations ne donnant pas le contrôle.....			7 439			6 255
Selon les états financiers IFRS.....			20 290 \$			18 082 \$

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 30 septembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ²	— \$	— \$	— \$	— \$	315 \$	1 834 \$	2 149 \$
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit ³	7	51	2	182	—	—	242
Hydroélectricité	—	208	462	79	451	1 359	2 559
Énergie éolienne	—	—	216	—	—	511	727
Énergie solaire	—	16	135	—	5	423	579
Transition énergétique	—	39	206	—	152	144	541
	7	314	1 021	261	608	2 437	4 648
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	21	103	97	103	96	1 017	1 437
Énergie éolienne	50	151	157	163	160	879	1 560
Énergie solaire	62	147	142	136	137	1 362	1 986
Transition énergétique	15	60	54	39	32	260	460
	148	461	450	441	425	3 518	5 443
Total	155 \$	775 \$	471 \$	702 \$	1 348 \$	7 789 \$	12 240 \$

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

²⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 7 millions \$ (8 millions \$ en 2020), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Compte non tenu d'emprunts de 326 millions \$ effectués sur les facilités de crédit liés aux dépôts affectés en garantie sur nos contrats d'énergie dérivés.

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 moment du refinancement, à des conditions acceptables, de nos emprunts jusqu'en 2025 et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

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

Pour financer des projets de développement et des acquisitions d'envergure, nous évaluons diverses sources de financement, y compris le produit de la vente d'entreprises bien établies, en plus de mobiliser des fonds sur les marchés boursiers au moyen d'émissions de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt et d'actions privilégiées. En outre, notre société dispose de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 2,38 milliards \$ destinées aux placements et aux acquisitions et pour financer la composante capitaux propres des initiatives de croissance interne. Les facilités ne constituent pas une source permanente de capitaux, mais ont toujours plutôt servi et devraient servir de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation compte non tenu de la variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement.....	353 \$	276 \$	1 053 \$	1 108 \$
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées.....	(58)	52	5	57
Variation nette des soldes du fonds de roulement.....	(67)	(144)	(586)	(148)
	228	184	472	1 017
Activités de financement	(314)	(5)	1 204	(461)
Activités d'investissement	89	(183)	(1 550)	(405)
Profit (perte) de change sur la trésorerie.....	(10)	—	(16)	(10)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....	(7) \$	(4) \$	110 \$	141 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, compte non tenu de la variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement, se sont établis à respectivement 353 millions \$ et 1 053 millions \$, par rapport à respectivement 276 millions \$ et 1 108 millions \$ en 2020, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours des périodes considérées.

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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Créances clients et autres actifs courants.....	(158) \$	(100) \$	(441) \$	(19) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	28	(38)	(193)	(76)
Autres actifs et passifs.....	63	(6)	48	(53)
	(67) \$	(144) \$	(586) \$	(148) \$

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités de financement ont totalisé respectivement 314 millions \$ et 1 204 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021. Notre solide situation financière et l'accès à diverses sources de financement nous ont permis de financer notre croissance et de générer un produit de respectivement 419 millions \$ et 1 668 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, provenant de financements du siège social et de financements additionnels sans recours ainsi que de notre première émission de billets subordonnés perpétuels verts d'une valeur de 340 millions \$ réalisés au cours du deuxième trimestre de 2021. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2021, nous avons racheté nos parts de société en commandite privilégiées de série 9 pour 153 millions \$.

Les distributions versées pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 aux porteurs de parts s'élevaient à respectivement 213 millions \$ et 642 millions \$ (respectivement 202 millions \$ et 567 millions \$ en 2020). Sur une base annualisée, nous avons porté nos distributions à 1,215 \$ par part de société en commandite en 2021 (1,16 \$ en 2020), soit une hausse de 5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2021. Celles versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts de société en commandite privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à respectivement 223 millions \$ et 645 millions \$ (105 millions \$ et 425 millions \$ en 2020) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021. Les apports en capital au titre des participations ne donnant pas le contrôle se sont établis à respectivement (137) millions \$ et 658 millions \$, déduction faite des remboursements de capital effectués au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à respectivement 5 millions \$ et 461 millions \$, le produit tiré de notre première émission de parts privilégiées de série 17 d'une valeur de 200 millions \$ sur le marché américain au cours du premier trimestre de 2020, de notre émission d'obligations vertes de la société mère de 10 ans d'une valeur de 350 millions \$ CA (248 millions \$) et de notre émission d'obligations vertes de 30 ans de la société mère d'une valeur de 425 millions \$ CA (313 millions \$) et le produit net tiré des financements additionnels sans recours du papier commercial et des facilités de crédit de la société mère, qui ont servi à financer la croissance de nos activités comme il est mentionné ci-après, ont été plus que contrebalancés par le remboursement d'emprunts, y compris le remboursement, avant l'échéance, des billets à moyen terme de série 8 d'une valeur de 400 millions \$ CA (304 millions \$).

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'investissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 se sont établis à respectivement 89 millions \$ et 1 550 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons recyclé les capitaux tirés de la vente de portefeuilles éoliens en Europe et aux États-Unis conclue aux deuxième et troisième trimestres de 2021, d'un montant de respectivement 379 millions \$ et 448 millions \$, en investissant dans des occasions de croissance plus rentables, soit à hauteur de 1 481 millions \$, dans le but de faire l'acquisition, entre autres, d'un portefeuille d'énergie éolienne d'une puissance de 845 MW, d'une plateforme de production décentralisée aux États-Unis composée d'actifs solaires en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW ainsi que d'un portefeuille de projets de développement composé d'actifs en développement de plus de 700 MW et d'une participation de 23 % dans une société de production d'énergie renouvelable d'envergure en Europe détenant une participation dans un portefeuille de projets de développement d'énergie éolienne en mer d'une puissance de 3 000 MW. Notre investissement soutenu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction de projets de développement d'énergie solaire au Brésil d'une puissance de 1 800 MW dont des actifs de 357 MW qui ont commencé leurs activités commerciales au cours du trimestre, et le maintien de l'initiative de rééquipement des projets existants, a atteint respectivement 298 millions \$ et 831 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 se sont établis à respectivement 183 millions \$ et 405 millions \$. Nos initiatives de croissance, comme l'acquisition de centrales d'énergie solaire en Espagne d'une puissance de 100 MW, les investissements additionnels dans des actifs financiers, le développement d'actifs de production d'électricité ainsi que les dépenses d'investissement de maintien, ont totalisé respectivement 94 millions \$ et 419 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020. Les investissements étaient financés par le produit tiré de nos mesures de recyclage de capitaux s'élevant à respectivement 16 millions \$ et 121 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 et de nos activités de financement mentionnées ci-haut.

ACTIONS, PARTS ET BILLETS EN CIRCULATION

Les actions, les parts et les billets en circulation sont comme suit :

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Billets subordonnés perpétuels	14 000 000	—
Parts privilégiées²		
Solde au début de l'exercice	52 885 496	44 885 496
Émission.....	—	8 000 000
Rachat de parts de société en commandite privilégiées	(8 000 000)	—
Solde à la fin de la période.....	44 885 496	52 885 496
Participation de commandité³	3 977 260	3 977 260
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	194 487 939	194 487 939
Actions échangeables de BEPC	172 205 005	172 180 417
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	274 837 890	268 466 704
Émises après la fusion avec TerraForm Power.....	—	6 051 704
Régime de réinvestissement des distributions.....	156 794	182 965
Échangées contre des actions échangeables de BEPC	14 408	136 517
Solde à la fin de la période.....	275 009 092	274 837 890
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral³	641 702 036	641 506 246

¹⁾ Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série comme suit : 6 849 533 actions privilégiées de catégorie A, série 1 sont en circulation; 3 110 531 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 2026); 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 et des actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Les dividendes et distributions déclarés et versés sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Actions privilégiées de catégorie A.....	6 \$	6 \$	6 \$	6 \$	19 \$	19 \$	19 \$	19 \$
Billets subordonnés perpétuels	4	—	5	—	7	—	5	—
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A.....	14	14	15	15	43	40	44	38
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	197	86	197	84	577	370	577	368
Participation de commandité et distributions incitatives	21	18	21	18	63	52	62	50
Parts de société en commandite rachetables/échangeables.....	59	51	57	56	176	193	175	198
Actions échangeables de BEPC.....	52	66	52	50	156	66	156	50
Parts de société en commandite.....	84	74	83	78	251	270	249	269

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

En avril 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels à un taux fixe de 4,625 %. Ces billets sont garantis entièrement et inconditionnellement, sur une base subordonnée par Brookfield Renewable Partners L.P., BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Europe Holdings Limited, Brookfield Renewable Investments Limited et BEP Subco Inc. (collectivement, les « filiales garantes »). Les autres filiales d'Énergie Brookfield ne garantissent pas ces titres et sont désignées ci-dessus comme les « filiales non garantes ».

Conformément à la *Rule 13-01* de la *Regulation S-X* de la SEC, les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées combinées de Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et des filiales garantes :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits ¹	— \$	— \$	— \$	— \$
Profit brut.....	—	—	—	—
Produits des dividendes reçus des filiales non garantes	28	27	196	287
Résultat net	3	9	189	259

¹⁾ Le total des produits d'Énergie Brookfield pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 s'est établi à respectivement 966 millions \$ et 3 005 millions \$ (respectivement 867 millions \$ et 2 858 millions \$ en 2020).

(EN MILLIONS)	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Actifs courants ¹	1 117 \$	582 \$
Total de l'actif ^{2,3}	2 648	1 958
Passifs courants ⁴	7 520	6 544
Total du passif ⁵	7 779	6 758

¹⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 1 103 millions \$ (567 millions \$ en 2020).

²⁾ Aux 30 septembre 2021 et 31 décembre 2020, le total de l'actif d'Énergie Brookfield s'élevait à respectivement 49 887 millions \$ et 49 722 millions \$.

³⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 2 554 millions \$ (1 856 millions \$ en 2020).

⁴⁾ Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 6 828 millions \$ (6 048 millions \$ en 2020).

⁵⁾ Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 6 829 millions \$ (6 049 millions \$ en 2020).

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 30 septembre 2021, les lettres de crédit émises totalisaient 924 millions \$ (716 millions \$ en 2020).

Aux termes d'un jugement sommaire défavorable rendu dans le cadre d'un litige portant sur un ancien différend contractuel touchant sa filiale TerraForm Power et par suite duquel le tribunal a accordé aux demandeurs un montant d'environ 231 millions \$, plus les intérêts non composés annuels de 9 % courus au taux prévu par la loi de l'État de New York depuis mai 2016, un cautionnement correspondant au montant accordé aux termes du jugement, plus les intérêts additionnels d'une année à un taux de 9 % appliqué sur le montant du jugement, a été déposé auprès du tribunal. Au cours de l'exercice, TerraForm Power a conclu une entente de règlement définitive avec les demandeurs et le cautionnement a été entièrement et inconditionnellement libéré. Se reporter à la note 17, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés intermédiaires non audités pour de plus amples renseignements :

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021			2020				2019
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
<i>Production totale (GWh) – MLT</i>	<i>13 776</i>	<i>16 092</i>	<i>14 099</i>	<i>14 333</i>	<i>13 446</i>	<i>15 527</i>	<i>14 151</i>	<i>13 850</i>
<i>Production totale (GWh) – réelle</i>	<i>13 533</i>	<i>14 683</i>	<i>13 828</i>	<i>13 247</i>	<i>12 007</i>	<i>13 264</i>	<i>14 264</i>	<i>12 465</i>
<i>Production au prorata (GWh) – MLT.....</i>	<i>6 697</i>	<i>8 356</i>	<i>7 602</i>	<i>7 354</i>	<i>6 618</i>	<i>7 309</i>	<i>6 717</i>	<i>6 561</i>
<i>Production au prorata (GWh) – réelle.....</i>	<i>6 125</i>	<i>7 013</i>	<i>7 375</i>	<i>6 583</i>	<i>5 753</i>	<i>6 552</i>	<i>7 164</i>	<i>5 977</i>
Produits.....	966 \$	1 019 \$	1 020 \$	952 \$	867 \$	942 \$	1 049 \$	965 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(115)	(63)	(133)	(120)	(162)	(42)	20	(74)
Résultat de base par part de société en commandite	(0,21)	(0,13)	(0,24)	(0,22)	(0,29)	(0,11)	0,01	(0,15)
BAIIA ajusté consolidé	751	927	686	717	611	673	761	727
BAIIA ajusté au prorata	446	510	489	456	371	396	391	348
Fonds provenant des activités	210	268	242	201	157	232	217	171
Fonds provenant des activités par part.....	0,33	0,42	0,38	0,31	0,25	0,40	0,37	0,29
Distribution par part de société en commandite	0,30	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	0,27

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES PÉRIODES DE NEUF MOIS CLOSES LES 30 SEPTEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	7 911	9 349	9 254	9 254	567 \$	642 \$	377 \$	457 \$	265 \$	352 \$	(2) \$	64 \$
Brésil	2 816	2 814	2 997	2 997	131	136	129	114	113	94	46	38
Colombie	2 850	2 033	2 551	2 511	160	154	117	93	88	67	23	49
	13 577	14 196	14 802	14 762	858	932	623	664	466	513	67	151
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	2 965	2 428	3 856	2 890	272	173	224	138	164	85	(94)	(40)
Europe	767	569	826	645	90	64	151	45	134	34	37	(40)
Brésil	461	411	502	502	24	21	19	18	13	13	—	1
Asie	348	305	338	339	24	20	17	17	11	13	3	5
	4 541	3 713	5 522	4 376	410	278	411	218	322	145	(54)	(74)
Énergie solaire	1 421	980	1 635	1 172	280	168	231	148	144	88	9	(24)
Transition énergétique¹	974	580	696	334	235	115	162	92	125	77	30	22
Siège social	—	—	—	—	—	—	18	36	(337)	(217)	(363)	(259)
Total	20 513	19 469	22 655	20 644	1 783 \$	1 493 \$	1 445 \$	1 158 \$	720 \$	606 \$	(311) \$	(184) \$

¹⁾ La production réelle comprend 352 GWh (278 GWh en 2020) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Pour une explication sur les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la moyenne à long terme pour certaines de nos installations, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits.....	567 \$	131 \$	160 \$	272 \$	90 \$	24 \$	24 \$	280 \$	235 \$	— \$	1 783 \$	(119) \$	1 341 \$	3 005 \$
Autres produits.....	20	35	14	28	93	—	1	20	12	41	264	(10)	(7)	247
Coûts d'exploitation directs	(210)	(37)	(57)	(76)	(32)	(5)	(8)	(69)	(85)	(23)	(602)	59	(447)	(990)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	70	32	102
BAIIA ajusté.....	377	129	117	224	151	19	17	231	162	18	1 445	—	919	—
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(224)	(224)	—	—	(224)
Charge d'intérêts.....	(110)	(10)	(21)	(57)	(14)	(5)	(6)	(86)	(36)	(62)	(407)	22	(341)	(726)
Impôt exigible.....	(2)	(6)	(8)	(3)	(3)	(1)	—	(1)	(1)	—	(25)	3	(38)	(60)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(43)	(43)	—	—	(43)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(19)	(19)	—	—	(19)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(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.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(25)	(22)	(47)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(518)	(518)
Fonds provenant des activités.....	265	113	88	164	134	13	11	144	125	(337)	720	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(194)	(48)	(19)	(175)	(55)	(12)	(7)	(131)	(63)	(2)	(706)	32	(446)	(1 120)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers.....	(50)	—	(2)	(43)	1	—	—	18	(4)	15	(65)	(1)	88	22
Charge d'impôt différé.....	38	(1)	(40)	16	(1)	—	(1)	3	(3)	41	52	7	(127)	(68)
Divers.....	(61)	(18)	(4)	(56)	(42)	(1)	—	(25)	(25)	(80)	(312)	14	110	(188)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(52)	—	(52)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	375	375
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	(2) \$	46 \$	23 \$	(94) \$	37 \$	— \$	3 \$	9 \$	30 \$	(363) \$	(311) \$	— \$	— \$	(311) \$

¹⁾ La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 3 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 143 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ 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, aux actions échangeables de BEPC 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, aux actions privilégiées et aux billets subordonnés perpétuels.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits.....	642 \$	136 \$	154 \$	173 \$	64 \$	21 \$	20 \$	168 \$	115 \$	— \$	1 493 \$	(54) \$	1 419 \$	2 858 \$
Autres produits.....	25	16	10	7	5	2	4	19	17	51	156	(2)	(103)	51
Coûts d'exploitation directs	(210)	(38)	(71)	(42)	(24)	(5)	(7)	(39)	(40)	(15)	(491)	25	(451)	(917)
Quote-part du BAHIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....												31	22	53
BAIIA ajusté.....	457	114	93	138	45	18	17	148	92	36	1 158	—	887	
Coûts de service de gestion.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(132)	(132)	—	(19)	(151)
Charge d'intérêts.....	(103)	(15)	(21)	(53)	(11)	(4)	(4)	(60)	(14)	(62)	(347)	14	(400)	(733)
Impôt exigible.....	(2)	(5)	(5)	—	—	(1)	—	—	(1)	—	(14)	2	(17)	(29)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(40)	(40)	—	—	(40)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(19)	(19)	—	—	(19)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(16)	(9)	(25)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(442)	(442)
Fonds provenant des activités.....	352	94	67	85	34	13	13	88	77	(217)	606	—	—	
Charge d'amortissement.....	(177)	(52)	(16)	(132)	(41)	(10)	(7)	(72)	(31)	(2)	(540)	20	(510)	(1 030)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers.....	(39)	7	—	32	(12)	1	(1)	(43)	(1)	(12)	(68)	7	73	12
Charge d'impôt différé.....	(2)	1	(5)	6	3	—	1	4	(3)	25	30	(2)	—	28
Divers	(70)	(12)	3	(31)	(24)	(3)	(1)	(1)	(20)	(53)	(212)	2	85	(125)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(27)	(5)	(32)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	357	357
Résultat net attribuable aux porteurs de parts²	64	38	49	(40)	(40)	1	5	(24)	22	(259)	(184)	—	—	(184)

¹⁾ La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 4 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 85 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ 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, aux actions échangeables de BEPC 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 pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020
Résultat net attribuable aux éléments suivants :		
Capitaux propres des commanditaires.....	(159) \$	(123) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	58	46
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	(111)	(89)
Actions échangeables de BEPC.....	(99)	(18)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(311) \$	(184) \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata des éléments suivants :		
Charge d'amortissement	706	540
Perte de change et sur les instruments financiers.....	65	68
Recouvrement d'impôt différé.....	(52)	(30)
Divers	312	212
Fonds provenant des activités	720 \$	606 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :		
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	43	40
Actions privilégiées.....	19	19
Billets subordonnés perpétuels	7	—
Impôt exigible.....	25	14
Charge d'intérêts.....	407	347
Coûts de service de gestion.....	224	132
BAIIA ajusté au prorata.....	1 445	1 158
Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	919	887
BAIIA ajusté consolidé	2 364 \$	2 045 \$

Le tableau suivant présente le rapprochement par part des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement avec les fonds provenant des activités par part pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020
Résultat de base par part de société en commandite ¹	(0,58) \$	(0,39) \$
Charge d'amortissement.....	1,09	0,90
Perte de change et sur les instruments financiers	0,10	0,11
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(0,08)	(0,05)
Divers.....	0,59	0,44
Fonds provenant des activités par part ²	1,12 \$	1,01 \$

¹ Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le nombre moyen de parts en circulation s'est élevé à 274,9 millions (269,9 millions en 2020).

² Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 645,6 millions (597,5 millions en 2020), ce qui comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et les parts de société en commandite.

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENT CRITIQUE DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles 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, du montant et du moment des frais d'exploitation et du coût en capital ainsi que des taux d'imposition des charges d'impôt futures. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les provisions, 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 ou incertitude ni aucun engagement ou événement 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 ». 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 significative. 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.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7, d'IFRS 4 et d'IFRS 16 en ce qui concerne les informations à fournir

Le 27 août 2020, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7, d'IFRS 4 et d'IFRS 16 découlant de la réforme des taux d'intérêt de référence (les « modifications issues de la phase II »), qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et dont l'adoption anticipée est permise. Les modifications issues de la phase II offrent d'autres indications pour traiter de questions qui seront soulevées pendant la transition des taux d'intérêt de référence. Ces modifications se rapportent principalement à la modification des actifs financiers, des passifs financiers et des obligations locatives à l'égard desquels la base de détermination des flux de trésorerie contractuels change en raison de la réforme des taux interbancaires offerts (« TIO »), permettant l'application prospective du taux d'intérêt de référence applicable et le recours à la comptabilité de couverture, et introduisant par le fait même une exception selon laquelle les modifications qui doivent être apportées à la désignation formelle et à la documentation des relations de couverture pour tenir compte des changements requis en vertu de la réforme des TIO n'entraînent pas la cessation de la comptabilité de couverture ou la désignation de nouvelles relations de couverture.

Énergie Brookfield a effectué une évaluation et a mis en œuvre un plan de transition pour tenir compte des incidences et refléter les changements découlant des modifications aux modalités contractuelles des emprunts à taux variable et des swaps de taux d'intérêt indexés à des TIO, et de la mise à jour des désignations de ses couvertures. L'adoption ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la présentation de l'information financière d'Énergie Brookfield.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

Modifications d'IAS 1, (« IAS 1 »)

Les modifications apportées précisent la méthode de classement de la dette et des autres passifs à titre d'éléments courants ou non courants. Les modifications d'IAS 1 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023. Énergie Brookfield évalue actuellement l'incidence de ces modifications.

Modification d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* – Référence au Cadre conceptuel

Les modifications ajoutent une exception au principe de comptabilisation d'IFRS 3 afin d'écarter la possibilité de comptabiliser des profits ou pertes au « deuxième jour » découlant de passifs et de passifs éventuels qui entreraient dans le champ d'application d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* ou d'IFRIC 21, *Droits ou taxes*, s'ils étaient contractés de façon distincte. Conformément à l'exception, plutôt que d'appliquer le Cadre Conceptuel, les entités doivent appliquer les conditions énoncées respectivement dans IAS 37 ou IFRIC 21 pour établir si, à la date d'acquisition, une obligation actuelle existe. Parallèlement, les modifications apportées ajoutent aussi un nouveau paragraphe à IFRS 3 afin de préciser que les actifs éventuels ne sont pas admissibles à la comptabilisation à la date d'acquisition. Les modifications d'IFRS 3 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022. Énergie Brookfield évalue actuellement l'incidence de ces modifications.

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la clôture du trimestre, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a convenu de faire l'acquisition d'une participation initiale de 26 % dans un portefeuille d'actifs en exploitation et en développement en Espagne et au Mexique d'une puissance de 750 MW. Des capitaux propres d'un total de 220 millions \$ (montant net de 55 millions \$ pour Énergie Brookfield) devraient être investis dans ce projet, ce qui pourrait potentiellement faire passer la participation financière à près de 60 %. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au cours de 2022, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 % dans ce placement.

Après la clôture du trimestre, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir aux États-Unis trois projets de développement d'énergie solaire commerciaux de qualité supérieure rendus à un stade avancé, pour une puissance installée totale d'environ 475 MW et un placement totalisant 135 millions \$ (montant d'environ 35 millions \$ pour Énergie Brookfield). La clôture de la transaction devrait avoir lieu au cours de 2022, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

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

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

Étant donné la caractéristique d'échange mentionnée ci-dessus, nous présentons les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, 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.

Production réelle et moyenne à long terme

Pour les actifs acquis, cédés ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours des trimestres, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. La production sur une base comparable se rapporte à la production générée par des actifs qui étaient détenus au cours des deux périodes présentées. Pour ce qui est de la Colombie, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Le secteur transition énergétique comprend la production des centrales de production décentralisée, d'accumulation par pompage, 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 réalisées 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 réalisées sur une période qui couvre d'habitude 20 ans. Pour la quasi-totalité de nos actifs hydroélectriques situés au Brésil, la moyenne à long terme est fondée sur le volume de référence d'électricité attribué à nos centrales et est encadrée de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. La moyenne à long terme des actifs éoliens correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données historiques sur la vitesse des vents réalisée sur une période qui couvre habituellement 10 ans. La moyenne à long terme des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

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

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

La production des centrales d'accumulation par pompage et de cogénération en Amérique du Nord dépend grandement des prix du marché plutôt que de la capacité de production de ces centrales. Notre centrale d'accumulation par pompage en Europe produit de l'électricité sur commande aux termes de nos contrats de services auxiliaires. La production de nos centrales alimentées à la biomasse au Brésil 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 activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et en Asie. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires consortiaux dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield inclut les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

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 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2020.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont réparties selon les secteurs suivants : 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) transition énergétique (production décentralisée, accumulation par pompage, cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également réparties par secteur géographique (nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette répartition permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre société.

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 résultat avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); 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 une perspective des porteurs de parts 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 la participation financière et ne sont pas nécessairement représentatifs du droit à l'égard des actifs et des passifs ou des produits et des charges;
- les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode que nous 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 (« MW ») 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 sur lesquelles Énergie Brookfield exerce un contrôle conjoint.

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 société 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 son rendement avant l'incidence de la charge d'intérêts, de l'impôt sur le résultat, de la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux porteurs de parts de société en commandite privilégiées et aux porteurs de billets subordonnés perpétuels ainsi que d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, inhabituels ou ne pas faire partie des facteurs utilisés par la direction pour évaluer le rendement d'exploitation. Énergie Brookfield tient compte des profits et des pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme dans le calcul du BAIIA ajusté afin de

fournir des informations supplémentaires à l'égard du rendement réalisé cumulatif des placements, y compris tout ajustement de la juste valeur latente qui a été comptabilisé dans les capitaux propres, mais qui n'est pas reflété dans le BAIIA ajusté de la période considérée.

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

Fonds provenant des activités

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

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

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

Les fonds provenant des activités ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS. En outre, cette mesure n'est pas utilisée 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 d'Énergie Brookfield en fonction du capital qu'elle a investi dans un placement donné. Analysée avec le BAIIA ajusté au prorata, la dette au prorata devrait fournir de l'information utile quant à la façon dont Énergie Brookfield a financé les actifs de ses activités. La direction est d'avis que l'information financière au prorata, lorsqu'elle est lue avec les résultats présentés selon les IFRS d'Énergie Brookfield, y compris la dette consolidée, offre une évaluation plus utile de la performance des activités d'Énergie Brookfield et de la gestion du capital. En tant qu'outil analytique, la présentation de la dette au prorata comporte des limites, notamment :

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

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

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 la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, la performance financière et le ratio de distribution prévus 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, 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 de BEP, 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 d'Énergie Brookfield aux capitaux. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que les résultats, le rendement et les réalisations futurs prévus expressément ou implicitement par les énoncés prospectifs et les informations figurant dans le présent rapport intermédiaire sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons garantir que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.

Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux prévus ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs comprennent notamment les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans le rayonnement solaire à nos centrales d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer, suivant des modalités semblables, les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du système d'équilibrage 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 transport; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie; les différends, les enquêtes des organismes de réglementation et gouvernementaux, 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 qui pourraient nous assujettir à des risques accrus, y compris devoir engager des honoraires juridiques supplémentaires et d'autres frais;

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

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport 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 le formulaire 20-F de BEP et tout autre risque et facteur décrits dans ce formulaire.

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 de ces mesures 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 par rapport au 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.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP
TSX: BEP.UN