



# Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT ANNUEL DE 2020

## Nos activités

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille d'actifs, qui regroupe une puissance totale de 19 000 MW et une production MLT annualisée d'environ 56 300 GWh, auquel s'ajoute environ 23 000 MW à un portefeuille de projets de développement, nous permet de nous tailler une place parmi les plus importantes sociétés ouvertes d'énergie renouvelable au monde. Nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs et faire croître les flux de trésorerie annuellement. Nous cultivons des relations positives avec les parties prenantes locales. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 31 décembre 2020 :

	Réseaux hydrographiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT <sup>1</sup> (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
<b>Hydroélectricité</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis.....	31	140	3 148	13 503	2 523
Canada.....	18	29	1 098	3 656	1 261
	49	169	4 246	17 159	3 784
Colombie.....	6	6	2 732	14 485	3 703
Brésil.....	27	44	946	4 924	—
	82	219	7 924	36 568	7 487
<b>Énergie éolienne</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis <sup>2</sup> .....	—	27	2 075	6 926	—
Canada.....	—	4	483	1 437	—
	—	31	2 558	8 363	—
Europe.....	—	43	1 015	2 211	—
Brésil.....	—	19	457	1 950	—
Asie.....	—	9	660	1 650	—
	—	102	4 690	14 174	—
Énergie solaire – Services publics <sup>3</sup>	—	82	2 050	4 318	—
<b>Transition énergétique</b>					
Production décentralisée <sup>4</sup> .....	—	4 912	912	1 202	—
Accumulation et divers <sup>5</sup> .....	2	9	3 268	—	5 220
	2	4 921	4 180	1 202	5 220
	84	5 324	18 844	56 262	12 707

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2020, en tenant compte de toutes nos installations sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> Comprend une centrale de stockage dans des batteries en Amérique du Nord (10 MW).

<sup>3)</sup> Comprend trois centrales d'énergie solaire (19 MW) en Asie qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

<sup>4)</sup> Comprend neuf centrales à piles à combustible en Amérique du Nord (10 MW).

<sup>5)</sup> Comprend les centrales d'accumulation par pompage en Amérique du Nord (600 MW) et en Europe (2 088 MW), quatre centrales alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW), une centrale de cogénération en Colombie (300 MW) et une centrale de cogénération en Amérique du Nord (105 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une base **consolidée** et trimestrielle au 31 décembre 2020 :

<b>PRODUCTION (GWh)<sup>1</sup></b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>Total</b>
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	3 794	3 918	2 525	3 266	13 503
Canada .....	841	1 064	873	878	3 656
	4 635	4 982	3 398	4 144	17 159
Colombie .....	3 315	3 614	3 502	4 054	14 485
Brésil.....	1 215	1 228	1 241	1 240	4 924
	9 165	9 824	8 141	9 438	36 568
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	1 877	1 851	1 392	1 806	6 926
Canada .....	400	345	273	419	1 437
	2 277	2 196	1 665	2 225	8 363
Europe.....	667	495	425	624	2 211
Brésil.....	371	494	606	479	1 950
Asie.....	368	439	454	389	1 650
	3 683	3 624	3 150	3 717	14 174
Énergie solaire – Services publics <sup>2</sup> .	896	1 268	1 325	829	4 318
Transition énergétique.....	239	366	362	235	1 202
<b>Total .....</b>	<b>13 983</b>	<b>15 082</b>	<b>12 978</b>	<b>14 219</b>	<b>56 262</b>

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2020, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> Comprend trois centrales d'énergie solaire (19 MW) en Asie qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille au **prorata** et pour chaque trimestre au 31 décembre 2020 :

<b>PRODUCTION (GWh)<sup>1</sup></b>	T1	T2	T3	T4	Total
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	2 614	2 805	1 819	2 293	9 531
Canada .....	619	775	624	619	2 637
	3 233	3 580	2 443	2 912	12 168
Colombie .....	798	870	843	978	3 489
Brésil.....	988	998	1 009	1 009	4 004
	5 019	5 448	4 295	4 899	19 661
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	971	970	738	934	3 613
Canada .....	376	328	261	394	1 359
	1 347	1 298	999	1 328	4 972
Europe.....	375	281	236	347	1 239
Brésil.....	126	168	210	165	669
Asie.....	99	118	121	104	442
	1 947	1 865	1 566	1 944	7 322
Énergie solaire – Services publics <sup>2</sup> .	364	611	640	326	1 941
Transition énergétique .....	144	224	222	142	732
Total .....	7 474	8 148	6 723	7 311	29 656

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2020, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> Comprend trois centrales d'énergie solaire (19 MW) en Asie qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

#### **Énoncé concernant les énoncés prospectifs et les mesures non conformes aux IFRS**

Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport annuel et dans d'autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada. Se reporter à la « PARTIE 10 – Mise en garde ». Dans le présent rapport annuel, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 10 – Mise en garde ». Le présent rapport annuel, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse <https://bep.brookfield.com>, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

# Lettre aux porteurs de parts

---

Notre entreprise a connu encore une année de forte croissance en 2020. Malgré les difficultés économiques mondiales, nous avons enregistré des résultats records et continué à faire croître nos activités alors que nous entrevoyons, pour les décennies à venir, des possibilités d'accélérer la décarbonation et d'aider les réseaux d'électricité à l'échelle mondiale à faire la transition vers un avenir durable.

Faire avancer la transition vers un avenir à faible émission de carbone exigera un apport substantiel de capitaux, soit plus de 100 mille milliards \$ au cours des trente prochaines années, de même qu'une expertise reconnue dans le domaine. Plus de 70 % des émissions de carbone mondiales proviennent directement ou indirectement de la production d'électricité et du secteur de l'énergie. C'est pourquoi cette transition favorisera encore davantage le déploiement des énergies renouvelables, et dans diverses régions, la conversion notable des méthodes de production des secteurs à forte intensité carbonique à des méthodes plus respectueuses de l'environnement et plus durables.

Nous nous distinguons nettement par notre taille, l'importance de nos multiples technologies et notre vaste expertise d'exploitation et de développement qui nous donnent accès à des occasions de croissance. Pendant le dernier trimestre :

- Aux États-Unis, nous avons continué à étendre nos activités de production décentralisée qui sont les plus importantes au pays, comptant sur des actifs solaires en exploitation et en développement d'une puissance de plus de 2 000 mégawatts. Ces activités permettent aux clients commerciaux et industriels de s'approvisionner en énergie renouvelable, ce qui contribue à la décarbonation de leurs entreprises en réduisant leur consommation d'électricité produite à partir de combustibles fossiles.
- Au Canada, nous avons investi dans un grand producteur d'électricité qui cherche à réduire ses émissions de carbone afin de respecter les cibles fixées par le gouvernement fédéral. De plus, nous nous sommes associés à un service public afin de saisir les possibilités qu'offre l'hydrogène écologique, en tirant parti de notre portefeuille actuel de centrales hydroélectriques.
- En Europe, nous avons procédé à la construction de nouveaux parcs éoliens adossés à des contrats à long terme avec de grandes sociétés technologiques internationales, lesquelles cherchent à se conformer à l'ampleur croissante de l'exigence voulant que les centres de données écologiques passent à l'électricité décarbonée, et avec des multinationales du secteur de l'énergie désireuses de convertir leurs entreprises. Nous avons également investi dans de grands projets de développement éoliens en mer.
- Au Brésil, nous avons commencé la construction de l'un des plus grands projets solaires entièrement nouveaux du monde. La puissance totale s'élèvera à 1 200 mégawatts une fois le parc solaire terminé et l'électricité produite sera vendue à des clients commerciaux de même qu'aux services publics du pays.
- Enfin, nous avons augmenté la taille de notre portefeuille de projets de développement à l'échelle mondiale, pour le porter à presque 23 000 mégawatts. Parmi nos principaux avantages concurrentiels, nous pouvons compter sur nos activités de développement qui touchent tant les technologies d'énergie solaire et éolienne, que d'hydroélectricité, de production décentralisée et d'accumulation dans tous les marchés où nous sommes présents.

Bien que d'énormes possibilités s'offrent à nous, nous demeurons déterminés à dégager de solides résultats pour nos actionnaires. Nous sommes fiers d'avoir dégagé, au cours des vingt dernières années, un rendement total annuel composé de 20 % par action, tout en maintenant un très solide bilan et de robustes liquidités.

Tout aussi important, nous sommes toujours un chef de file sur le plan de l'accélération de la décarbonation à l'échelle mondiale et notre portefeuille global d'environ 42 000 mégawatts d'actifs en exploitation et en développement (une fois mis en service) permettra d'éviter l'émission annuelle de près de 56 millions de tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>, soit l'équivalent de près d'un milliard de nouveaux arbres!

Compte tenu de nos excellentes perspectives et de notre solide situation financière, nous sommes aussi heureux d'annoncer une hausse de 5 % de notre distribution, ce qui porte la distribution annualisée à 1,215 \$ par part.

Les faits saillants de l'exercice comprennent :

- Des fonds provenant des activités de 807 millions \$, une augmentation de 6 % par rapport à ceux de l'exercice précédent, soit les fonds provenant des activités par part les plus élevés de l'histoire de notre entreprise, du fait de la grande disponibilité des actifs et de l'apport des acquisitions;
- L'avancement des principales priorités d'affaires, y compris la réalisation d'économies de près de 40 millions \$ grâce aux mesures de réduction des coûts, l'obtention de contrats visant à fournir 3 500 gigawattheures d'énergie propre par année (ce qui correspond à planter près de 30 millions d'arbres en compensation d'émissions de carbone) et la conclusion d'un certain nombre de contrats stratégiques avec des acheteurs institutionnels;
- L'investissement de capitaux propres d'environ 4,6 milliards \$ (montant net d'environ 2,5 milliards \$ pour Énergie Brookfield) dans dix transactions, affectant des capitaux à tous les principaux marchés où nous exerçons nos activités;
- La clôture du regroupement avec TerraForm Power, consolidant nos activités en Amérique du Nord et en Europe;
- Mise en service d'une puissance additionnelle d'environ 460 mégawatts, progression de la construction et de l'obtention des permis au stade avancé de centrales d'une puissance totalisant près de 4 200 mégawatts;
- Maintien d'un bilan solide et accroissement de nos liquidités, grâce à des liquidités disponibles de plus de 3,3 milliards \$, à la mobilisation de plus de 1 milliard \$ découlant des mesures de recyclage d'actifs, à l'obtention de financements de qualité supérieure totalisant 3,4 milliards \$ et à la prolongation de la durée moyenne de notre dette, la faisant passer de 10 ans à 14 ans;
- Diversification de notre bassin d'investisseurs avec la création de BEPC et notre intégration à différents indices aux États-Unis et ailleurs dans le monde.

## Le point sur les initiatives de croissance

En décembre, nous avons convenu de faire l'acquisition des activités de production décentralisée d'Exelon Generation Company, aux États-Unis, se composant de la production d'une puissance de 360 mégawatts générés par l'exploitation de près de 600 sites et du développement de plus de 700 mégawatts supplémentaires, pour une contrepartie de 810 millions \$. En 2017, nous faisons notre entrée dans le domaine de la production décentralisée en faisant une acquisition pour ainsi saisir une excellente occasion d'établir des activités d'envergure et de qualité supérieure dans ce marché très fragmenté et en pleine croissance. Depuis, nous avons accru ces activités au moyen de ces deux acquisitions et d'initiatives de croissance interne, à mesure que la demande de production *in situ* augmente, que le coût de la technologie liée à l'énergie solaire diminue et que l'intérêt des clients commerciaux et industriels pour l'énergie propre s'accroît.

Avec cette dernière acquisition, nous détiendrons l'un des chefs de file de la production décentralisée aux États-Unis, comptant des capacités étendues en matière d'exploitation, de développement et de création, et un portefeuille d'une puissance de 2 000 mégawatts qui dégage des flux de trésorerie contractuels de qualité supérieure provenant de régions et de clients diversifiés. Cet investissement s'inscrit dans la continuité de cette stratégie et cadre avec la poursuite de notre objectif visant à offrir aux entreprises et à d'autres institutions une solution tout-en-un offrant des services liés à la production d'énergie *in situ* et *ex situ*, à

l'accumulation et approvisionnement et à l'efficacité énergétique afin de les aider à atteindre leurs objectifs de décarbonation pour passer à un avenir à plus faible émission de carbone.

En décembre, nous avons conclu une entente visant l'acquisition du parc éolien Shepherds Flat, centrale éolienne située en Oregon d'une puissance de 845 mégawatts, dont la production est entièrement visée par contrat, en contrepartie de 700 millions \$. Le projet, entièrement sous contrat avec un acheteur de qualité supérieure, est un des plus importants projets éoliens terrestres aux États-Unis et comprend une possibilité attrayante de réhabilitation qui devrait se terminer d'ici la fin de 2022. La possibilité de réhabilitation est l'une des plus importantes au monde et devrait augmenter la production totale d'environ 25 %, soit une hausse de l'énergie propre produite d'environ 400 gigawattheures par année. Entreprendre un projet d'une telle envergure est la démonstration de notre expertise acquise au fil des décennies qui nous permet de réaliser des efficacités opérationnelles tout en générant des rendements très intéressants.

Nos capacités opérationnelles et commerciales distinctives à l'œuvre, nous continuons d'acquérir des projets en développement prêts à construire au Brésil qui dégageront des rendements supérieurs. En décembre, nous avons convenu d'acquérir un projet de développement éolien à un stade avancé d'une puissance de 270 mégawatts, assorti d'une option de 200 mégawatts supplémentaires. Avant même la construction, nous prévoyons tirer parti de nos activités de commercialisation de l'énergie afin de mettre le projet sous contrat, lequel est situé dans l'une des régions où les vents sont les plus forts au pays. Nos relations avec les fabricants d'éoliennes à l'échelle mondiale, étant l'un des plus importants clients de ces entreprises, devraient nous permettre de nous surclasser et d'abaisser les coûts d'approvisionnement en équipement, d'installation et d'exploitation. Grâce à cette récente acquisition, nous avons acquis, au cours des 18 derniers mois, un ensemble de projets qui, une fois construits, représenteront un portefeuille combiné d'actifs éoliens et solaires visés par des contrats à long terme d'une puissance de plus de 2 000 mégawatts, soit plus du double de notre capacité en matière d'énergie renouvelable au pays.

## Résultats d'exploitation

En 2020, nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 807 millions \$, une augmentation de 6 % par rapport à ceux de l'exercice précédent, la société ayant bénéficié des acquisitions récentes, de la grande disponibilité des actifs sous-jacents et de la réalisation des initiatives de croissance interne. Notre résultat normalisé par part a augmenté de 23 %.

Au cours de l'exercice, les fonds provenant des activités dégagés par notre secteur hydroélectricité se sont établis à 662 millions \$. Bien que nous ayons connu du temps plutôt sec sur l'ensemble des régions, tout particulièrement celles où des contrats à valeur élevée ont été conclus, la production globale pour l'exercice a été conforme à la moyenne à long terme et nos réservoirs devraient nous permettre d'enregistrer de solides résultats au premier trimestre, ce qui souligne l'avantage de détenir un portefeuille diversifié.

Nos secteurs d'énergie éolienne et d'énergie solaire continuent de dégager des produits stables et de tirer parti de la diversification de notre parc d'actifs et des flux de trésorerie provenant en grande partie des conventions d'achat d'électricité à long terme. Au cours de l'exercice, ces secteurs ont dégagé des fonds provenant des activités totalisant 376 millions \$, soit une augmentation de 51 % par rapport à ceux de l'exercice précédent, grâce à l'apport des acquisitions et à la mise en service de projets d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance totalisant environ 440 mégawatts pendant l'exercice.

Pour l'exercice, les fonds provenant des activités de notre secteur transition énergétique se sont élevés à 103 millions \$, notre portefeuille continuant à aider nos partenaires commerciaux et industriels à atteindre leurs objectifs de décarbonation et à leur offrir des services auxiliaires essentiels pour stabiliser les réseaux ainsi qu'une capacité supplémentaire nécessaires pour pallier l'intermittence croissante des réseaux d'électricité plus respectueux de l'environnement. Par exemple, au cours des derniers mois, notre portefeuille d'accumulation First Hydro a connu cinq jours où ses produits ont été les plus élevés de son histoire alors que nous avons vendu des services essentiels pour stabiliser le réseau d'électricité du Royaume-Uni en réponse à une demande accrue en raison du temps froid et à la baisse intermittente de la production d'énergie éolienne.

Dans l'ensemble de notre portefeuille, nous continuons à soutenir en priorité les efforts de décarbonation d'un grand nombre de clients. Au cours de l'exercice, nous avons conclu des ententes d'approvisionnement en énergie totalement renouvelable avec Plug Power pour l'une des premières centrales de production d'hydrogène écologique d'envergure industrielle prévues en Amérique du Nord, et avec JPMorgan pour plus

de 90 % de ses activités immobilières dans l'État de New York. En Amérique du Sud, nous demeurons concentrés sur la prolongation de la durée moyenne de nos conventions d'achat d'électricité, qui est actuellement de 8 ans au Brésil et de 3 ans en Colombie. Nous avons signé deux conventions d'achat d'électricité à long terme, assorties de clauses d'indexation sur inflation, visant nos projets solaires en développement récemment acquis au Brésil, rendant essentiellement ces actifs visés par contrats.

Au cours des derniers mois, bien des gouvernements dans nos marchés cibles ont ébauché de nouvelles politiques afin de lutter contre les changements climatiques. En Amérique du Nord, où la majorité de nos centrales hydroélectriques se trouvent, les gouvernements envisagent de plus en plus de mettre en place des mécanismes de tarification du carbone, ce qui placerait particulièrement bien notre entreprise pour tirer avantage de ces mécanismes. Par exemple, l'administration américaine actuelle a restauré un groupe de travail qui devrait faire passer le coût social du carbone à plus de 50 \$ la tonne, tandis qu'au Canada, la taxe sur le carbone a été fixée à 30 \$ la tonne pour 2020 et devrait atteindre six fois ce montant d'ici 2030, c'est-à-dire 170 \$. Les taxes sur le carbone et la tarification du carbone soutiennent à long terme la croissance de la production d'énergie éolienne et d'énergie solaire, ce qui permet également d'accroître la valeur de nos centrales hydroélectriques puisque leur production peut être distribuée et leurs services peuvent contribuer à stabiliser les réseaux.

Bien que nous privilégions à mettre sous contrat la production de nos centrales hydroélectriques dont la source d'énergie est perpétuelle, nous cherchons toujours à disposer de la possibilité de renégocier nos contrats à la hausse lorsque nous croyons qu'une montée des prix surviendra. Pour l'ensemble de notre portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord, nous avons des contrats venant à échéance pour des actifs qui fournissent de l'électricité principalement aux marchés du nord-est des États-Unis. Heureusement, sur une base nette, les prix stipulés dans ces contrats sont comparables à ceux du marché actuel. Par conséquent, au moment du renouvellement, nous croyons qu'il y aura peu d'incidences sur l'ensemble des produits et que nous conserverons une nette possibilité de renouveler à la hausse si des mécanismes de tarification du carbone venaient à soutenir les prix.

Nous avons également continué à faire progresser nos activités de développement à l'échelle mondiale, y compris la construction de centrales diversifiées d'une puissance totale de 2 789 mégawatts, comportant des centrales de production décentralisée et commerciale d'énergie solaire, d'énergie éolienne, d'énergie hydroélectrique et d'accumulation dans plus de 11 pays. Continuent aussi d'évoluer des projets à un stade avancé d'une puissance totale de 1 394 mégawatts, pour lesquels nous avons obtenu les derniers permis et conclu des contrats. Au total, nous prévoyons qu'une fois réalisés, ces projets généreront des fonds provenant des activités annualisés nets d'environ 109 millions \$ pour Énergie Brookfield.

## **État de la situation financière et liquidité**

Notre situation financière demeure solide. Nous comptons un total d'environ 3,3 milliards \$ de liquidités disponibles, notre bilan de première qualité ne comprend aucune échéance importante au cours des cinq prochains exercices et environ 82 % de nos financements sont sans recours envers Énergie Brookfield.

Au cours de 2020, nous avons continué à tirer avantage du contexte de faible taux d'intérêt pour réaliser des financements de première qualité totalisant 3,4 milliards \$, prolonger la durée moyenne de nos emprunts pour la faire passer à 14 ans, et réduire les coûts d'emprunt de 5 millions \$ par année. Notre stratégie de financement vert nous permet de continuer à tirer parti de la demande croissante pour des titres verts et de diversifier notre bassin d'investisseurs recherchant les titres d'emprunt.

## Pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance (ESG)

L'exploitation d'une entreprise selon de rigoureux principes ESG est tout simplement censée, nous avons toujours cru que des pratiques ESG rigoureuses donnent de la valeur à long terme à nos activités, mais posent en contrepartie de plus grands obstacles à l'accès au marché. Étant donné notre position en tant que l'une des plus grandes sociétés ouvertes axées sur la production d'énergie renouvelable, nous comprenons que les changements climatiques représentent une grande menace pour les collectivités et les écosystèmes autour du globe. Nous nous sommes imposés comme l'un des principaux fournisseurs d'énergies renouvelables et jouons un rôle crucial pour lutter contre les changements climatiques et réduire les émissions de carbone à l'échelle planétaire, en permettant la transition de la production d'électricité, laquelle compte pour plus de 70 % des émissions de carbone mondiales, vers une production durable pour l'avenir. Pour témoigner de notre engagement, nous sommes fiers d'annoncer dans notre deuxième rapport sur nos pratiques ESG, publié aujourd'hui, notre intention de réduire de moitié nos émissions de carbone en 2030.

## Perspectives

En raison de notre envergure, de notre feuille de route éprouvée et de nos capacités mondiales, nous sommes bien placés pour travailler avec les gouvernements et les entreprises dans le but de rendre les réseaux d'électricité plus verts. Nous croyons que les perspectives de croissance de notre entreprise n'ont jamais été aussi intéressantes, et nous espérons avoir prochainement d'autres possibilités d'offrir des capitaux et des solutions pour mener à bien la décarbonation.

Au nom du conseil d'administration et de la direction d'Énergie Brookfield, nous tenons à remercier tous nos porteurs de parts et actionnaires pour leur soutien indéfectible.

Cordialement,

Le chef de la direction,



Connor Teskey

Le 4 février 2021

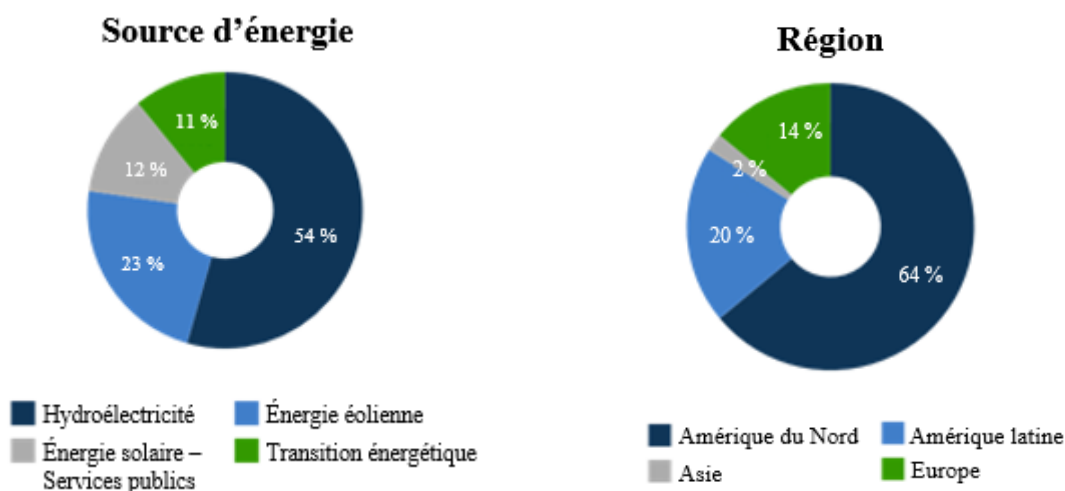
## NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») est une société d'envergure mondiale qui détient et exploite des actifs de production d'énergie renouvelable diversifiés employant différentes technologies.

Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de grande qualité en deçà de leur valeur intrinsèque, puis à les mettre en valeur, à financer ces acquisitions à long terme et à faible risque grâce à du financement de première qualité selon une stratégie de financement prudente, pour ensuite optimiser les flux de trésorerie en exerçant notre expertise en matière d'exploitation pour en accroître la valeur.

*Une des plus importantes sociétés ouvertes au monde axées uniquement sur l'énergie renouvelable.* Énergie Brookfield affiche de bons résultats depuis 20 ans à titre d'exploitant et d'investisseur coté en Bourse dans le secteur des énergies renouvelables. Aujourd'hui, nous détenons un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale composé d'actifs dédiés aux énergies renouvelables reposant sur de multiples technologies. Ces actifs sont soutenus par environ 3 000 exploitants chevronnés. Énergie Brookfield investit directement dans des actifs de production d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentreprises ou d'autres ententes. Notre portefeuille regroupe une puissance installée d'environ 19 000 MW largement répartie sur quatre continents, compte un portefeuille de projets de développement d'environ 23 000 MW et table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata d'approximativement 29 700 GWh.

Les graphiques ci-après présentent les produits au prorata<sup>1</sup>.



<sup>1)</sup> Les chiffres sont fondés sur les produits normalisés de 2020 au prorata de la quote-part d'Énergie Brookfield. Ils comprennent toutes les transactions signées (dont la clôture devrait survenir au cours du premier trimestre de 2021).

**Aider à l'accélération de la décarbonation des réseaux électriques.** Les changements climatiques sont considérés comme l'un des enjeux les plus importants et urgents auxquels fait face l'économie mondiale, entraînant d'immenses risques pour la prospérité économique et sociale. Par conséquent, les gouvernements et les entreprises ont adopté des plans ambitieux visant à appuyer la transition vers une économie décarbonisée. Nous croyons que notre entreprise est bien positionnée pour offrir des solutions favorisant les placements soutenant la décarbonation et cette transition. Grâce à notre envergure et à notre capacité mondiale en matière d'exploitation, de développement et d'investissement, nous sommes en mesure de travailler de concert avec les gouvernements et les entreprises dans le but de rendre les réseaux d'électricité plus verts à l'échelle mondiale.

**Flux de trésorerie stables, diversifiés et de grande qualité ayant une valeur à long terme attrayante pour les porteurs de parts de la société en commandite.** Nous comptons maintenir des flux de trésorerie hautement stables et prévisibles, provenant d'un portefeuille diversifié d'actifs hydroélectriques, éoliens et solaires de longue durée et à faibles coûts d'exploitation qui vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme à prix fixes, conclus avec des contreparties solvables. Environ 84 % de notre production au prorata de 2021 est visée par des contrats conclus avec des organismes publics d'électricité, des services publics responsables de l'approvisionnement, des utilisateurs industriels ou de Brookfield. Nos conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 14 ans, au prorata, ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

**Profil financier solide et stratégie de financement prudente.** Énergie Brookfield affiche un bilan robuste, ainsi qu'une note de crédit de première qualité solide et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre approche de financement consiste à avoir accès par l'intermédiaire de 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. Environ 90 % de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité. Notre ratio d'endettement d'entreprise est de 17 %, et environ 85 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours ont chacun une durée moyenne pondérée d'environ 14 ans, et ne comportent aucune échéance importante dans les cinq prochaines années. Environ 90 % de notre financement est à taux fixe, et seulement 4 % de notre dette en Amérique du Nord et en Europe est exposée à la variation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2020, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 3,3 milliards \$, des placements dans des titres négociables et d'une tranche disponible des facilités de crédit.

**La meilleure expertise en matière d'exploitation qui soit.** Énergie Brookfield emploie environ 3 000 exploitants chevronnés et plus de 140 experts en commercialisation de l'électricité partout autour du globe pour aider à optimiser la performance et maximiser le rendement de tous nos actifs. Notre expertise en matière d'exploitation et de gestion de centrales de production d'électricité s'étend sur plus de 100 ans et se compose d'importantes capacités en ce qui a trait à l'exploitation, au développement et à la commercialisation de l'électricité.

**Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie.** Nous nous concentrons sur la distribution stable et durable ainsi que la croissance notable, quels que soient les cycles de marché, en stimulant la croissance des flux de trésorerie des activités en cours, entièrement financées par nos flux de trésorerie générés en interne, y compris l'inclusion dans nos contrats de clauses d'indexation en fonction de l'inflation, l'accroissement des marges grâce à l'augmentation des produits et à des initiatives de réduction des coûts ainsi que la mise sur pied de nos projets de développement exclusifs d'une puissance d'environ 23 000 MW qui dégageront des rendements supérieurs. Bien que nous ne comptons pas sur les acquisitions pour atteindre nos cibles de croissance, notre entreprise cherche à tirer parti des occasions de fusions et d'acquisitions intéressantes qui se présentent. Nous avons recours à une stratégie à contre-courant; notre échelle mondiale et nos capacités reposant sur de multiples technologies nous permettent de faire la rotation des capitaux là où il y a pénurie afin de réaliser des rendements solides ajustés au risque. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Au cours des cinq dernières années, nous avons déployé des capitaux propres d'environ 5 milliards \$ qui ont été soit investis dans les actifs ci-après, soit employés pour faire l'acquisition ou la mise en service de ceux-ci : des centrales hydroélectriques, éoliennes, solaires et d'accumulation d'une puissance totale d'environ 14 500 MW. Notre capacité d'acquérir et de développer des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets autour du globe, notre relation stratégique avec Brookfield et notre profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait, par le passé, l'acquisition et le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield et continuerons de le faire à l'avenir.

**Profil de distribution attrayant.** Nous prévoyons que notre stratégie générera des flux de trésorerie prévisibles et très stables assurant un profil de distribution durable. Nous ciblons une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

## GESTION ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET DE GOUVERNANCE (« ESG »)

### Introduction

Énergie Brookfield cumule plus de 120 ans d'expérience en exploitation d'actifs électriques essentiels de longue durée. Une aussi grande expérience nous apprend que maintenir l'acceptabilité sociale de nos activités est essentiel pour préserver le capital, atténuer le risque et créer de la valeur à long terme. De manière fondamentale, les pratiques ESG rigoureuses donnent une plus grande valeur économique à nos activités, mais posent en contrepartie de plus grands obstacles à l'accès au marché. Plus important encore, l'exploitation d'une entreprise selon de rigoureux principes ESG est tout simplement censée. C'est pourquoi nous intégrons des pratiques ESG pertinentes à nos stratégies d'investissement et d'exploitation. Nous croyons que cette philosophie rapproche nos intérêts de ceux de nos partenaires, investisseurs et parties prenantes de façon inhérente.

À titre de propriétaires, d'exploitants et d'investisseurs parmi les plus importants au monde en matière d'actifs de production d'énergie renouvelable, nous contribuons à l'accélération de la décarbonation des réseaux d'électricité. Notre empreinte de carbone est l'une des plus faibles dans le secteur et notre production annuelle, qui s'élève à 56 térawattheures, empêche l'émission d'environ 26 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Nous offrons aux investisseurs l'accès à l'une des sociétés cotées en Bourse axées uniquement sur l'énergie renouvelable parmi les plus importantes du monde. Nous sommes un des plus importants émetteurs d'obligations vertes au monde, nous permettons aux investisseurs en instruments de créance d'investir directement dans notre portefeuille axé sur l'énergie renouvelable ou dans nos actifs de production d'énergie renouvelable. Enfin, nous offrons aux clients de l'énergie renouvelable générée au moyen de nombreuses technologies.

Nous sommes un partenaire clé de toutes nos parties prenantes et, à titre d'exploitants d'infrastructures essentielles, maintenir des pratiques socialement responsables – de la santé et la sécurité en passant par les relations avec les collectivités et la biodiversité – constitue une composante essentielle de notre exploitation. Notre culture portant sur les incidents liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement est axée sur un objectif de zéro incident grave, soit des événements qui pourraient causer des lésions corporelles graves ou avoir de graves incidences sur nos activités ou l'environnement. Nous collaborons activement avec des groupes communautaires qui pourraient être touchés par nos actions pour veiller à tenir compte de leurs intérêts, de leur sécurité et de leur bien-être lorsque nous prenons des décisions et nous utilisons nos ressources pour contribuer directement à des projets, à des organismes sans but lucratif et aux programmes récréatifs et éducatifs de ces collectivités.

Nous exerçons nos activités avec intégrité, en fonction des normes éthiques les plus rigoureuses qui soient. Nous visons à suivre les meilleures pratiques, pas seulement à assurer une conformité de base. En outre, nous renforçons nos pratiques afin que notre stratégie ESG évolue; pour cela, nous en officialisons des principes supplémentaires au sein de la planification stratégique de chaque entreprise et rédigeons régulièrement un rapport sur nos initiatives ESG à l'intention du conseil d'administration.

À l'instar de l'évolution de nos activités, notre stratégie ESG évoluera tout autant. Nous demeurons concentrés sur l'identification et la mise en œuvre de nouveaux processus nous permettant d'établir les éléments à améliorer et d'en faire le suivi. Nous reconnaissons également qu'il importe de transmettre efficacement nos initiatives ESG à nos investisseurs, car elles influencent de plus en plus leurs décisions. Par conséquent, nous sommes fiers d'annoncer la publication de notre premier rapport sur nos pratiques ESG sur notre site Web. Ce rapport illustre, entre autres, le travail effectué sur le terrain afin de maintenir l'acceptabilité sociale de nos activités.

## Nos principes ESG

Nos principes ESG sont résumés dans le tableau ci-après :

Atténuer l'incidence de nos activités sur l'environnement	Protection de l'environnement : Chercher à réduire au minimum l'incidence environnementale de nos activités et améliorer notre utilisation efficace des ressources au fil du temps.
Veiller au bien-être et à la sécurité des employés	Bien-être des employés : Respecter ou dépasser les exigences établies par les lois ou les normes du travail applicables dans les territoires où nous exerçons nos activités, notamment respecter les droits de la personne, offrir des salaires compétitifs et instaurer des pratiques d'embauche non discriminatoires et entièrement inclusives.  Santé et sécurité : Viser un objectif de zéro incident grave en mettant en œuvre des principes de santé et de sécurité uniformes à l'échelle de l'organisation.
Être de bons exemples dans les collectivités où nous exerçons nos activités	Engagement dans la collectivité : Nous engager auprès des groupes communautaires qui pourraient être touchés par nos actions pour veiller à tenir compte de leurs intérêts, de leur sécurité et de leur bien-être lorsque nous prenons des décisions.  Philanthropie : Encourager nos employés à participer aux activités des collectivités où nous exerçons nos activités et à redonner à ces collectivités.
Exercer nos activités selon les plus hautes normes législatives et réglementaires en matière d'éthique	Gouvernance, éthique et équité : Exercer nos activités en fonction de hautes normes d'éthique conformément aux exigences législatives et réglementaires et à notre code d'éthique et de conduite professionnelle.  Transparence : Demeurer disponibles pour nos investisseurs et nos parties prenantes en étant réactifs à leurs demandes d'information et en communiquant rapidement avec eux.

## Les pratiques ESG au sein du processus d'investissement

Pour incorporer officiellement les contrôles ESG à notre processus d'investissement, nous prenons les mesures suivantes avant chaque placement potentiel :

1. **Contrôle préalable**
  - a Utiliser les lignes directrices ESG internes pour définir l'étendue d'un projet et effectuer un premier examen des enjeux ESG
  - b Identifier les principaux facteurs ESG pertinents en matière de placements potentiels dans le secteur
  - c Assurer notre conformité aux normes ESG en recourant à des spécialistes internes ou conseillers externes ainsi qu'en examinant les informations et documents accessibles et en effectuant des visites sur place
  - d Déterminer l'incidence des principaux facteurs ESG sur les hypothèses de souscription et fournir les informations requises pour la présentation au comité des placements une fois le contrôle préalable finalisé
2. **Décision de placement**
  - a Mettre au point un plan d'action après acquisition en ce qui a trait aux pratiques ESG
  - b Le comité des placements prendra la décision de placement, tout en tenant compte de l'incidence des facteurs ESG identifiés.
3. **Intégration et suivi continu**
  - a Prioriser et réexaminer régulièrement les facteurs ESG
  - b Collaborer avec la direction de la société à l'égard d'améliorations du rendement en matière de pratiques ESG
  - c Observer les indicateurs clés du rendement pertinents en matière de pratiques ESG
  - d Rester continuellement à l'affût des occasions de créer de la valeur en améliorant la gestion des facteurs ESG

## Nos priorités ESG

### *Priorité environnementale : fournir des solutions durables*

Nous comprenons que les changements climatiques représentent une grande menace pour les collectivités, les sociétés et les écosystèmes autour du globe. Nous sommes déterminés à appuyer l'atténuation des changements climatiques à l'échelle de nos activités et nous prenons les mesures nécessaires pour veiller à demeurer bien positionnés pour saisir les occasions prévues à la transition vers une économie pauvre en carbone. Nous nous efforçons de comprendre les possibles effets physiques que pourraient avoir les changements climatiques sur notre portefeuille et, parallèlement, nous mettons en œuvre des initiatives visant à préserver notre faible empreinte de carbone et à mesurer l'incidence des changements climatiques sur nos activités selon une approche ayant trois aspects :

1. **Fournir des solutions pour soutenir la décarbonation du monde** : L'économie mondiale est à l'aube d'une transformation, passant de la dépendance aux énergies fossiles à une économie pauvre en carbone. Énergie Brookfield travaille activement pour se positionner comme acteur important dans la décarbonation de la planète.
2. **Mesurer, réduire et éviter les émissions de gaz à effet de serre (« GES »)** : Nous mesurons nos émissions de GES en fonction des émissions évitées, c'est-à-dire les émissions de GES qui auraient été produites si nous utilisions des combustibles fossiles non renouvelables pour produire de l'électricité. La production annuelle de notre portefeuille, de concert avec celle de notre portefeuille de projets en développement (une fois ceux-ci achevés), empêchera l'émission d'environ 56 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année, ce qui équivaut à :
  - 12 millions de véhicules de moins sur les routes
  - 19 millions de tonnes de déchets recyclés plutôt qu'enfouis
  - la consommation d'électricité de 9 millions de domiciles pendant un an
  - près d'un milliard d'arbres plantés
  - près du double des émissions produites chaque année à Londres, en Angleterre

Nous évaluons toujours nos émissions de GES des champs d'application 1 et 2 de nos activités à l'échelle mondiale. En 2019, nous avons aussi ajouté la mesure de nos émissions du champ d'application 3 relatives aux voyages d'affaires, particulièrement les voyages aériens. Pour l'exercice 2020, nous estimons que nos émissions des champs d'application 1 et 2 ont totalisé 334 503 tonnes d'équivalents dioxyde de carbone (« éq. CO<sub>2</sub> ») et une intensité brute des émissions de 6,45 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par mégawattheure, et que nos émissions du champ d'application 3, catégorie 6, se sont élevées à 359 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>.

3. **Évaluer les risques liés aux changements climatiques** : À titre de société axée sur l'énergie renouvelable, nous sommes conscients que les changements climatiques pourraient nuire à nos actifs. Nous effectuons donc le suivi des risques climatiques dans le cadre de notre évaluation globale des risques.

Depuis 2017, Énergie Brookfield a émis six obligations vertes au moyen de financements à l'échelle des projets totalisant environ 2,5 milliards \$. Soulignant sa gestion environnementale, son engagement envers l'énergie renouvelable et son utilisation des produits des activités ordinaires dans la production d'énergie renouvelable, S&P a accordé à Énergie Brookfield une note d'évaluation de E-1 Green à ses obligations vertes à l'échelle des projets, soit la plus haute note pouvant être attribuée.

### ***Priorité sociale : renforcer la confiance***

Nous engageons de façon proactive auprès des collectivités est un élément crucial de l'exercice de nos activités puisque c'est ainsi que nous arrivons à dégager des valeurs communes et à mériter l'approbation sociale de nos activités. Nous entretenons nos relations avec nos voisins en dialoguant directement avec les membres des collectivités, souvent en organisant des rencontres avec les propriétaires fonciers, les entrepreneurs, les organismes de loisirs et les ONG. En outre, nous soutenons des projets élaborés par les collectivités, les organismes sans but lucratif, le tourisme local ainsi que des programmes récréatifs et éducatifs. En 2020, nous avons travaillé en partenariat avec divers organismes locaux, tout particulièrement pour soutenir le développement économique, l'éducation et la recherche, la santé, le bien-être, la qualité de vie, les mesures d'atténuation des incidences sur l'environnement et les discussions sur les projets. De plus, au cours de l'exercice, nous avons versé des dons de près de 5 millions \$ à plus de 500 organismes de bienfaisance.

Comme propriétaire et exploitant de centrales électriques essentielles, la gestion de la santé et de la sécurité de nos employés et de toutes les personnes qui ont accès à nos installations est notre priorité absolue. Notre approche proactive va bien au-delà du simple respect des exigences réglementaires minimales afin de veiller à la protection des parties prenantes. Nous disposons d'un programme de formation exhaustif sur la santé et la sécurité que doivent suivre tous les employés et entrepreneurs. De plus, nous avons adopté une culture fondée sur l'approche zéro incident grave, soit une approche reposant sur la prévention des incidents plutôt que sur la gestion des incidents; c'est pourquoi nos politiques, nos formations et nos enquêtes sont axées sur la prévention des incidents potentiellement graves.

Notre approche de gestion des talents vise à offrir à nos employés des occasions de croître et du soutien afin qu'ils puissent réaliser leur potentiel. Dès l'étape du recrutement, nous accordons une grande place à la diversité et à l'inclusion, sur lesquelles reposent nos programmes de formation en leadership, notre rémunération globale et notre gamme complète d'avantages sociaux ainsi que nos politiques et procédures. Nous tirons parti des avantages de la diversité en favorisant un milieu de travail inclusif qui encourage la contribution de chaque personne et offre des chances égales de perfectionnement et d'avancement. Nous offrons également des occasions d'avancement à nos employées afin qu'elles puissent mener une carrière enrichissante au sein de notre entreprise. Chez Énergie Brookfield, 50 % des membres de la haute direction et 33 % des membres indépendants du conseil d'administration sont des femmes.

## ***Gouvernance : bâtir une entreprise de façon responsable***

Nous exerçons nos activités en fonction des normes éthiques les plus rigoureuses, avec honnêteté et intégrité, et conformément aux lois et règlements en vigueur. Nous travaillons à maintenir des pratiques de gouvernance saines afin de respecter l'obligation de reddition de comptes de notre entreprise et de maintenir la confiance de nos investisseurs. Pour y arriver, nous suivons de près l'évolution de la législation, des lignes directrices et des meilleures pratiques afin d'intégrer tout changement apporté à celles-ci dans notre approche. Le cadre de la politique de gouvernance pour les unités d'exploitation dans lesquelles nous détenons une participation donnant le contrôle comprend plusieurs composantes importantes et nous veillons à ce que nos employés adhèrent à ces normes élevées :

- **Code d'éthique et de conduite professionnelle**  
Chaque unité d'exploitation doit adopter notre code d'éthique et de conduite professionnelle ou veiller à ce que ses pratiques soient conformes et équivalentes aux énoncés de ce code. De plus, chacun de nos employés doit attester annuellement qu'il respecte le code d'éthique et de conduite professionnelle.
- **Politique en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence**  
Nous avons une approche de tolérance zéro en matière de corruption et de trafic d'influence, y compris en ce qui concerne les paiements de facilitation, et nous exigeons que nos unités d'exploitation adoptent une politique en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence aussi stricte que la nôtre. Chaque employé doit suivre annuellement une formation en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence.
- **Service d'assistance téléphonique sur l'éthique**  
Nous exigeons que chaque unité d'exploitation acquise mette en place un service téléphonique d'alerte professionnelle. De plus, nous veillons à ce que chaque employé soit informé de l'existence et de l'objectif de ce service d'assistance téléphonique.
- **Politique en matière de conflits d'intérêts**  
Dans le cadre de notre obligation d'agir dans l'intérêt de nos investisseurs, nous avons en place une politique en matière de conflits d'intérêts rigoureuse. Chaque investissement potentiel est passé en revue afin de repérer d'éventuels conflits, et dans l'éventualité où un conflit est relevé, il doit faire l'objet d'un examen par le comité des conflits de Brookfield, lequel est supervisé par plusieurs membres de la haute direction et le chef de la conformité de Brookfield, avant que la transaction puisse aller de l'avant. Dans certains cas, les administrateurs indépendants du conseil d'administration d'Énergie Brookfield visé doivent revoir et approuver des questions concernant des conflits d'intérêts.
- **Politique relative aux transactions personnelles**  
Notre politique relative aux transactions personnelles est très stricte. Les employés qui participent à l'élaboration de recommandations ou à la prise de décisions en matière d'investissement dans le cadre de leur fonction, ainsi que les membres de leur famille vivant sous le même toit qu'eux, ne peuvent participer à la négociation d'aucun titre de capitaux propres autres que ceux d'Énergie Brookfield.

Nous tenons compte des pratiques ESG pertinentes dans nos prises de décisions, nos processus et nos systèmes de gestion. Tant les membres du conseil d'administration, les chefs de la direction de nos unités d'exploitation que les membres de la haute direction siégeant au comité directeur des pratiques ESG sont engagés dans la mise en œuvre de notre programme de développement durable.

# Rapport de gestion

## pour l'exercice clos le 31 décembre 2020

---

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été préparé en date du 26 février 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 (les « actions échangeables ») de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») détenues par des actionnaires publics et par Brookfield, les parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield, et la participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs des parts de société en commandite, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, de la participation de commandité et des actions échangeables 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 et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

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

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

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

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 9 – 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 10 – 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](http://www.sec.gov)), et celui de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

## Présentation du rapport de gestion

<b>PARTIE 1 – Faits saillants de 2020</b>	2	<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)</b>	
		Dépenses d'investissement	32
<b>PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées</b>	5	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	32
		Actions et parts en circulation	34
<b>PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires</b>	7	Dividendes et distributions	34
Résumé des états consolidés de la situation financière	7	Obligations contractuelles	35
Transactions entre parties liées	8	Accords hors état de la situation financière	35
Capitaux propres	10	<b>PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles et annuelles</b>	36
		Sommaire des résultats trimestriels historiques	37
<b>PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata</b>	12	Résultats au prorata pour le quatrième trimestre	38
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019	12	Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS – quatrième trimestre	39
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018	18	<b>PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques</b>	42
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	24	Gestion des risques et instruments financiers	42
Profil des contrats	28	<b>PARTIE 8 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes</b>	56
		<b>PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement</b>	61
<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement</b>	29	<b>PARTIE 10 – Mise en garde</b>	66
Structure du capital	29		
Liquidités disponibles	30		
Emprunts	30		

# PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2020

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019
<b>Information sur l'exploitation</b>		
Puissance (MW) .....	18 844	18 883
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	57 457	53 926
Production réelle.....	52 782	52 560
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	27 998	26 189
Production réelle.....	26 052	26 038
Produits moyens (\$ par MWh).....	81	78
<b>Informations financières choisies</b>		
Perte nette attribuable aux porteurs de parts .....	(304) \$	(103) \$
Perte de base par part de société en commandite <sup>1,2</sup> .....	(0,61)	(0,26)
BAlIA ajusté consolidé <sup>1,3</sup> .....	2 762	2 893
BAlIA ajusté au prorata <sup>1,3</sup> .....	1 614	1 444
Fonds provenant des activités <sup>3</sup> .....	807	761
Fonds provenant des activités par part <sup>1,3,4</sup> .....	1,32	1,30
Distribution par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	1,16	1,10

<sup>1)</sup> Ajusté pour tenir compte du fractionnement de parts à raison de trois pour deux du 11 décembre 2020. Se reporter à la « PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires » pour de plus amples renseignements.

<sup>2)</sup> Le nombre moyen de parts de société en commandite pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établi à 271,1 millions (268,3 millions en 2019).

<sup>3)</sup> Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

<sup>4)</sup> Le nombre moyen de parts en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établi à 609,5 millions (583,5 millions en 2019) comprenant les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.

AUX 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	31 décembre 2020	31 décembre 2019
<b>Situation de trésorerie et sources de financement</b>		
Liquidités disponibles.....	3 270 \$	2 695 \$
Ratio d'endettement – entreprise .....	6 %	10 %
Ratio d'endettement – consolidé .....	27 %	34 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield au prorata .....	82 %	77 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata <sup>1</sup> .....	4 %	5 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette .....	14 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen .....	3,9 %	4,1 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette .....	11 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen .....	4,0 %	5,1 %

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'exposition aux dettes à taux d'intérêt variables de 5 % (7 % en 2019) contractées dans certaines régions autres que l'Amérique du Nord et l'Europe en raison des coûts connexes élevés qu'entraîne la couverture dans ces régions.

## Exploitation

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part ont augmenté pour s'établir respectivement à 807 millions \$ et 1,32 \$, une augmentation de 6 % en regard de ceux de l'exercice précédent soutenue par :

- l'apport provenant de la croissance, principalement du fait du regroupement avec TerraForm Power;
- les prix réalisés relativement supérieurs dans toutes les régions grâce à l'indexation sur inflation et à nos initiatives commerciales de négociation de contrats;
- les marges plus élevées découlant des mesures de réduction des coûts totalisant de près de 40 millions \$ (montant net de 17 millions \$ pour Énergie Brookfield);
- en partie atténuée par une baisse de la production en raison de temps plus secs enregistrés à l'échelle du portefeuille, tout particulièrement dans les régions où les contrats sont à valeur plus élevée. Nos réservoirs nous placent en bonne position pour de solides résultats au premier trimestre.

Compte tenu de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie et des autres charges non liées à l'exploitation, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 304 millions \$, ou 0,61 \$ par part de société en commandite, par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 103 millions \$, ou 0,26 \$ par part de société en commandite pour l'exercice précédent.

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

- Conclusion de plus de 200 contrats visant à fournir plus de 3 500 GWh d'énergie propre par année (ce qui correspond à planter près de 30 millions d'arbres en compensation d'émissions de carbone).
- Au cours de l'exercice, nous avons convenu d'approvisionner en énergie totalement renouvelable l'un des premiers projets de centrales de production d'hydrogène écologique d'envergure industrielle prévus en Amérique du Nord, et plus de 90 % des activités immobilières de JPMorgan dans l'État de New York.

## Situation de trésorerie et sources de financement

Nous avons maintenu des liquidités importantes et un bilan solide.

- Nous avons amélioré notre situation de trésorerie, le total de nos liquidités disponibles ayant atteint 3,3 milliards \$, aucune dette importante ne venant à échéance dans les cinq prochains exercices.
- Nous avons tiré profit du contexte de faibles taux d'intérêt et obtenu des liquidités de divers leviers de financement en réalisant des financements de première qualité de 3,4 milliards \$.
  - Nous avons obtenu un total de 2,8 milliards \$ provenant de financements sans recours, ce qui nous a permis de réduire à 4,0 % les coûts d'emprunt moyens pondérés.
  - Nous avons prolongé la durée moyenne de la dette de notre société, la faisant passer de 10 ans à 14 ans, grâce à l'émission d'obligations vertes de la société mère d'un montant en capital de 775 millions \$ CA.
- Nous avons dégagé un produit de plus de 1 milliard \$ (produit net de 350 millions \$ pour Énergie Brookfield) découlant des mesures de recyclage de capitaux.

## Croissance et développement

Nous avons diversifié notre bassin d'investisseurs grâce à la création de BEPC. Les porteurs de parts de société en commandite inscrits au 27 juillet 2020 ont reçu une (1) action échangeable de BEPC pour chaque tranche de quatre (4) parts de société en commandite qu'ils détenaient, soit 0,25 action échangeable de BEPC par part de société en commandite.

Par suite de la distribution spéciale d'actions échangeables de BEPC, nous avons réalisé le regroupement de toutes les actions de TerraForm Power. Les actionnaires de TerraForm Power qui ne faisaient pas partie du groupe d'Énergie Brookfield ont reçu, à leur gré, une contrepartie sous forme d'actions échangeables de BEPC ou de parts de société en commandite.

Nous avons convenu d'effectuer un investissement en capitaux propres de plus de 4,6 milliards \$ (montant net de 2,5 milliards \$ pour Énergie Brookfield) dans 10 transactions, affectant des capitaux dans tous les principaux marchés où nous exerçons nos activités, y compris :

- une plateforme de production décentralisée en développement aux États-Unis se composant de la production d'une puissance de 360 MW générée par l'exploitation de près de 600 sites et du développement d'actifs pouvant produire 700 MW;
- un portefeuille éolien en exploitation en Oregon d'une puissance de 845 MW, dont la production est entièrement visée par contrat, l'un des plus importants projets éoliens en Amérique du Nord, qui comprend une possibilité attrayante de réhabilitation qui devrait augmenter la production d'environ 25 %;
- des projets de développement d'énergie solaire prêts pour la construction au Brésil de près de 1 800 MW, portant la puissance de notre portefeuille de projets de développement à 23 000 MW.

En 2020, nous avons continué à faire évoluer notre portefeuille de projets de développement.

- Mise en service de projets de développement de 458 MW et 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 2 789 MW. Ces projets devraient entrer en service entre 2021 et 2023 et apporter un montant net d'environ 61 millions \$ aux fonds provenant des activités annualisés.

## PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019	2018
Produits .....	<b>3 810 \$</b>	3 971 \$	3 797 \$
Coûts d'exploitation directs .....	<b>(1 274)</b>	(1 263)	(1 273)
Coûts de service de gestion .....	<b>(235)</b>	(135)	(94)
Charge d'intérêts .....	<b>(976)</b>	(1 001)	(973)
Charge d'amortissement .....	<b>(1 367)</b>	(1 271)	(1 151)
Recouvrement (charge) d'impôt .....	<b>147</b>	(43)	343
Résultat net .....	<b>(45)</b>	80	583
	Taux de change moyen de conversion en \$ US		
\$ CA .....	<b>1,34</b>	1,33	1,30
€ .....	<b>0,88</b>	0,89	0,85
R\$ .....	<b>5,16</b>	3,95	3,65
COP .....	<b>3 693</b>	3 280	2 956

### Analyse des variations pour l'exercice considéré (2020 par rapport à 2019)

Les produits se sont élevés à 3 810 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, ce qui représente une diminution de 161 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont diminué de 107 millions \$, principalement sous l'effet de la diminution de la production par rapport à la moyenne à long terme et à l'exercice précédent, où les conditions hydrologiques ont été supérieures à la moyenne. L'incidence de la diminution de la production a été contrebalancée en partie par la hausse des prix moyens qui ont été favorisés par l'indexation sur l'inflation stipulée dans les contrats et les initiatives de renégociation de contrats. Les avantages tirés de la croissance de notre portefeuille découlant des centrales acquises récemment se sont traduits par un apport de 1 303 GWh à la production et de 213 millions \$ aux produits, contrebalancé en partie par la diminution des produits de 79 millions \$ et la baisse de la production de 534 GWh attribuables aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur à l'exercice précédent, surtout par rapport au réal et au peso colombien, a entraîné une diminution des produits d'environ 188 millions \$ qui a été compensée en partie par l'effet de change favorable de 139 millions \$ sur les charges d'exploitation, d'intérêts et d'amortissement.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 274 millions \$ en 2020 représentent une augmentation de 11 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et de mouvement des cours de change mentionnés ci-dessus, le tout ayant été plus que contrebalancé par l'augmentation des achats d'électricité, dont le coût est transféré à nos clients, et les coûts supplémentaires entraînés par la croissance provenant des centrales que nous avons récemment acquises et mises en service.

Les coûts de service de gestion totalisant 235 millions \$ en 2020 représentent une augmentation de 100 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts s'élevant à 976 millions \$ en 2020 représente une diminution de 25 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent attribuable aux avantages tirés des récentes activités de refinancement, qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens, et aux mouvements des cours de change mentionnés ci-dessus.

La perte nette s'est élevée à 45 millions \$ en 2020, comparativement à un résultat net de 80 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 en raison des éléments susmentionnés.

## **Analyse des variations pour l'exercice précédent (2019 par rapport à 2018)**

Les produits se sont élevés à 3 971 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ce qui représente une augmentation de 174 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 108 millions \$, sous l'effet surtout de la hausse des prix réalisés moyens attribuable aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux démarches d'établissement de contrats commerciaux et à la hausse des prix du marché sur nos volumes non visés par contrat en Colombie, ce qui a représenté un apport de 96 millions \$ aux produits. La hausse de la production a augmenté les produits de 12 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des conditions hydrologiques supérieures à la moyenne aux États-Unis pendant le premier semestre de l'exercice; cette hausse a été en partie contrebalancée par de moins bonnes conditions hydrologiques au Canada.

Les mouvements des cours de change ont eu une incidence négative de 170 millions \$ sur les produits étant donné le raffermissement du dollar américain. L'augmentation des produits de 280 millions \$ provenant des centrales acquises et mises en service récemment a été contrebalancée en partie par la diminution des produits de 44 millions \$ attribuable aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

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

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

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

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

# PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

## RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

(EN MILLIONS)	2020	2019
Actifs détenus en vue de la vente.....	57 \$	352 \$
Actifs courants .....	1 742	2 020
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	971	937
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	44 590	41 055
Total de l'actif.....	49 722	46 196
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente .....	14	137
Emprunts de la société mère .....	2 135	2 100
Emprunts sans recours .....	15 947	15 200
Passifs d'impôt différé .....	5 515	4 855
Total du passif et des capitaux propres .....	49 722	46 196
	Taux de change de conversion en \$ US	
\$ CA.....	1,27	1,30
€.....	0,82	0,89
R\$.....	5,20	4,03
COP.....	3 432	3 277

### Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente se chiffraient à 57 millions \$ au 31 décembre 2020 par rapport à 352 millions \$ au 31 décembre 2019. Au cours de l'exercice, nous avons conclu la vente de 39 MW de capacité solaire en Thaïlande et de 33 MW de capacité solaire en Afrique du Sud qui étaient présentés auparavant comme étant détenus en vue de la vente. Au 31 décembre 2020, les actifs détenus en vue de la vente comprenaient 19 MW de capacité solaire en Malaisie.

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

### Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 44,6 milliards \$ au 31 décembre 2020, contre 41,1 milliards \$ au 31 décembre 2019. L'augmentation de 3,5 milliards \$ est principalement attribuable à une réévaluation annuelle de 4,0 milliards \$, laquelle tient compte de l'avantage tiré de la baisse des taux d'actualisation ainsi que de la mise en œuvre réussie de nos mesures de réduction des coûts et d'augmentation des produits. L'acquisition de centrales d'énergie solaire concentrée en Espagne d'une puissance de 100 MW a eu pour effet d'augmenter les immobilisations corporelles de 661 millions \$ tandis que l'effet des ajouts inscrits à l'actif attribuable aux dépenses d'investissement de maintien de notre secteur hydroélectricité et des projets de développement en cours de construction se traduisait par une augmentation des immobilisations corporelles de 968 millions \$. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la vente de deux centrales d'énergie éolienne en Europe, entraînant une diminution de 160 millions \$, et une charge d'amortissement de 1,4 milliard \$ associée aux immobilisations corporelles pour l'exercice. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la dévaluation du réal et du peso colombien par rapport au dollar américain, ce qui a entraîné une diminution nette des immobilisations corporelles de 604 millions \$.

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

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

De temps à autre, afin de permettre à ce que les activités d'investissement soient réalisées en temps opportun et de façon efficace, Énergie Brookfield financera des dépôts ou engagera d'autres coûts et charges (y compris en recourant à des facilités de crédit afin d'utiliser, de soutenir, de garantir ou d'émettre des lettres de crédit) à l'égard d'un investissement qui sera par la suite partagé entre des véhicules, des consortiums ou des sociétés de personnes parrainés par Brookfield (y compris des fonds privés, des coentreprises et des arrangements semblables), Énergie Brookfield et des co-investisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

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, le taux d'intérêt applicable aux montants empruntés correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 1,8 %. Au 31 décembre 2020, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée fournie 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. Des fonds de 325 millions \$ ont été placés en dépôt auprès d'Énergie Brookfield en décembre 2020 (600 millions \$ en 2019, remboursés intégralement au cours de la période). La charge d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable et sur le dépôt de Brookfield Asset Management pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établie à moins de 1 million \$ (6 millions \$ en 2019).

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites à la note 30, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités. Une description de certaines de nos conventions avec Brookfield est présentée à la Rubrique 7.B « Transactions entre parties liées » de notre formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	286 \$	558 \$	534 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	—	1	7
	<b>286 \$</b>	<b>559 \$</b>	<b>541 \$</b>
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie .....	— \$	(22) \$	(20) \$
Frais de commercialisation de l'énergie et autres services.....	(4)	(20)	(24)
Services d'assurance <sup>1</sup> .....	(24)	(23)	(25)
	<b>(28) \$</b>	<b>(65) \$</b>	<b>(69) \$</b>
<b>Charge d'intérêts</b>			
Emprunts .....	(2) \$	(7) \$	(13) \$
Désactualisation du solde des contrats .....	(13)	(8)	—
	<b>(15) \$</b>	<b>(15) \$</b>	<b>(13) \$</b>
<b>Coûts de service de gestion.....</b>	<b>(235) \$</b>	<b>(135) \$</b>	<b>(94) \$</b>

<sup>1)</sup> 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. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont établis à néant (1 million \$ en 2019 et moins de 1 million \$ en 2018). À compter de 2020, les honoraires liés aux services d'assurance sont versés directement aux assureurs externes.

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

(EN MILLIONS)	Partie liée	2020	2019
<b>Créances clients et autres actifs courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	46 \$	51 \$
<b>Montants à recevoir de parties liées</b>			
Montants à recevoir	Brookfield .....	36	48
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	20	12
		<b>56 \$</b>	<b>60 \$</b>
<b>Autres actifs non courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	409 \$	422 \$
<b>Montants à payer à des parties liées</b>			
Montants à payer	Brookfield .....	455 \$	93 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	21	10
Distributions à payer sur les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité	Brookfield .....	30	36
		<b>506 \$</b>	<b>139 \$</b>
<b>Autres passifs non courants</b>			
Montants à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	11 \$	7 \$
Passif sur contrat	Brookfield .....	602	562
		<b>613 \$</b>	<b>569 \$</b>

## CAPITAUX PROPRES

Le 11 décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu un fractionnement de parts à raison de trois pour deux au moyen d'une subdivision (le « fractionnement des parts »), selon laquelle les porteurs de parts ont reçu une demi-part supplémentaire pour chaque part qu'ils détenaient, ce qui a entraîné l'émission de 91 600 487 parts de société en commandite, 64 829 316 parts de société en commandite rachetables/échangeables, 57 394 811 actions échangeables de BEPC et 1 325 754 parts de participation de commandité. Les niveaux de distribution / de dividende et les niveaux cibles déterminés pour la distribution incitative ont été ajustés pour refléter le nombre supplémentaire de parts qui sont en circulation. Les parts privilégiées et les capitaux propres des commanditaires d'Énergie Brookfield n'ont pas été touchés par le fractionnement de parts et ce fractionnement n'a pas eu pour effet de diluer les capitaux propres des porteurs de parts. Les niveaux cibles déterminés pour les distributions incitatives, le nombre de parts et les informations par part fournies qui suivent sont présentés après le fractionnement.

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

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandité sont supérieures à 0,200 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative au 31 décembre 2020 est alors de 15 % des distributions au-delà de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandité sont supérieures à 0,2253 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 25 % des distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 65 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 (50 millions \$ en 2019).

### 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 31 décembre 2020, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

En juillet 2020, 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 2021 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 2020 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

### 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 31 décembre 2020, aucune des parts privilégiées n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

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

En juillet 2020, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2021, 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. En 2020, aucune action n'a été rachetée.

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

Au 31 décembre 2020, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 323 051 190 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, sur une base combinée, ce qui représente environ 50 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et des actions échangeables de BEPC). La participation restante, soit environ 50 %, est détenue par des investisseurs publics.

Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a réalisé la « distribution spéciale », selon laquelle les porteurs de parts de société en commandite inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable pour chaque tranche de quatre parts de société en commandite qu'ils détenaient. Immédiatement avant la distribution spéciale, Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu des actions échangeables de BEPC par voie d'une distribution par Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), des actions échangeables de BEPC à tous ses porteurs de parts, soit la distribution de BRELP. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales (autres que les entités faisant partie d'Énergie Brookfield) ont reçu approximativement 49,6 millions d'actions échangeables de BEPC et ii) Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu approximativement 67,1 millions d'actions échangeables de BEPC, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts de société en commandite, y compris Brookfield, dans le cadre de la distribution spéciale.

Le 31 juillet 2020, par suite de la distribution spéciale, BEPC a conclu l'acquisition de TerraForm Power en vertu de laquelle Énergie Brookfield et BEPC ont acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power (les « actions ordinaires de TERP ») émises dans le public contre 6 051 704 parts de société en commandite et 55 552 862 actions échangeables de BEPC.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, Énergie Brookfield a émis 182 966 parts de société en commandite (264 894 parts de société en commandite en 2019) dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 6 millions \$ (6 millions \$ en 2019).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 136 517 actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite d'une valeur de 2 millions \$.

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 est autorisée à racheter jusqu'à 13 740 072 parts de société en commandite et 8 609 220 actions échangeables de BEPC, soit 5 % de ses parts de société en commandite ainsi que de ses actions échangeables de BEPC émises et en circulation. Les offres viendront 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 ou action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, 30 000 parts de société en commandite ont été rachetées pour un coût total de moins de 1 million \$.

# 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 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

## RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2020 et 2019

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord.....	11 863	13 118	12 166	12 238	824 \$	905 \$	562 \$	622 \$	420 \$	459 \$	68 \$	142 \$
Brésil .....	3 663	3 707	4 004	3 996	175	234	177	181	152	150	95	59
Colombie.....	2 999	3 096	3 488	3 488	211	237	131	144	90	101	68	72
	<b>18 525</b>	<b>19 921</b>	<b>19 658</b>	<b>19 722</b>	<b>1 210</b>	<b>1 376</b>	<b>870</b>	<b>947</b>	<b>662</b>	<b>710</b>	<b>231</b>	<b>273</b>
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord.....	3 560	2 969	4 239	3 556	263	223	196	163	123	98	(4)	(87)
Europe.....	908	904	1 002	996	105	95	96	67	79	48	(27)	(11)
Brésil .....	552	630	671	647	27	37	24	28	17	19	3	1
Asie .....	428	291	443	290	28	20	25	16	18	10	4	6
	<b>5 448</b>	<b>4 794</b>	<b>6 355</b>	<b>5 489</b>	<b>423</b>	<b>375</b>	<b>341</b>	<b>274</b>	<b>237</b>	<b>175</b>	<b>(24)</b>	<b>(91)</b>
<b>Énergie solaire .....</b>	<b>1 284</b>	<b>773</b>	<b>1 510</b>	<b>782</b>	<b>245</b>	<b>138</b>	<b>232</b>	<b>126</b>	<b>139</b>	<b>74</b>	<b>49</b>	<b>(37)</b>
<b>Transition énergétique<sup>1</sup> .....</b>	<b>795</b>	<b>550</b>	<b>475</b>	<b>196</b>	<b>169</b>	<b>132</b>	<b>130</b>	<b>87</b>	<b>103</b>	<b>70</b>	<b>1</b>	<b>42</b>
<b>Siège social .....</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>41</b>	<b>10</b>	<b>(334)</b>	<b>(268)</b>	<b>(561)</b>	<b>(290)</b>
<b>Total .....</b>	<b>26 052</b>	<b>26 038</b>	<b>27 998</b>	<b>26 189</b>	<b>2 047 \$</b>	<b>2 021 \$</b>	<b>1 614 \$</b>	<b>1 444 \$</b>	<b>807 \$</b>	<b>761 \$</b>	<b>(304)\$</b>	<b>(103) \$</b>

<sup>1)</sup> La production réelle comprend 375 GWh (374 GWh en 2019) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2019
Production (GWh) – MLT.....	19 658	19 722
Production (GWh) – réelle.....	18 525	19 921
Produits.....	1 210 \$	1 376 \$
Autres produits.....	105	22
Coûts d'exploitation directs .....	(445)	(451)
BAlIA ajusté.....	870	947
Charge d'intérêts .....	(191)	(210)
Impôt exigible.....	(17)	(27)
Fonds provenant des activités .....	662 \$	710 \$
Charge d'amortissement.....	(333)	(332)
Impôt différé et autres .....	(98)	(105)
Résultat net.....	231 \$	273 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh <sup>1</sup>		BAlIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis .....	9 104	10 525	69 \$	68 \$	399 \$	473 \$	305 \$	358 \$	39 \$	118 \$
Canada.....	2 759	2 593	77	74	163	149	115	101	29	24
	<b>11 863</b>	<b>13 118</b>	<b>71</b>	<b>69</b>	<b>562</b>	<b>622</b>	<b>420</b>	<b>459</b>	<b>68</b>	<b>142</b>
Bésil .....	3 663	3 707	53	63	177	181	152	150	95	59
Colombie.....	2 999	3 096	74	77	131	144	90	101	68	72
Total .....	<b>18 525</b>	<b>19 921</b>	<b>67 \$</b>	<b>69 \$</b>	<b>870 \$</b>	<b>947 \$</b>	<b>662 \$</b>	<b>710 \$</b>	<b>231 \$</b>	<b>273 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprennent des profits tirés de la couverture de change réalisés d'environ 40 millions \$ inclus dans les autres produits.

### Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 420 millions \$ en 2020, comparativement à 459 millions \$ pour l'exercice précédent puisque la hausse des produits moyens par MWh, découlant des avantages tirés de l'indexation sur l'inflation et des mesures de réduction des coûts, a été plus que contrebalancée par une production qui était 10 % inférieure à celle de l'exercice précédent, laquelle avait été favorisée par une production supérieure à la moyenne (7 % supérieure à la moyenne à long terme). Les fonds provenant des activités ont également été touchés par la vente partielle d'une participation de 25 % dans certains actifs canadiens (3 millions \$ et 64 GWh) au premier trimestre de 2019.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 74 millions \$ en 2020, par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la hausse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie découlant de l'augmentation de la juste valeur de nos immobilisations corporelles au cours de l'exercice précédent.

## Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 152 millions \$ en 2020, contre 150 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 32 % en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce surtout aux mesures de réduction des coûts, à la hausse des produits moyens par MWh, qui ont été avantagés par l'indexation sur l'inflation et les initiatives de renégociation de contrats, et à une décision favorable à l'égard des volumes de production inférieurs attribués historiquement à nos centrales aux termes du mécanisme de mise en commun centralisé au Brésil. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 36 millions \$ en 2020, par rapport à celui de l'exercice précédent, du fait de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la baisse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

## Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 90 millions \$ en 2020, en regard de 101 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté légèrement en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce aux avantages tirés des mesures de réduction des coûts et de la hausse des produits moyens par MWh, favorisés par l'indexation sur l'inflation et les initiatives de renégociation de contrats, qui ont été atténués en partie par une production qui a été de 14 % inférieure à la moyenne à long terme. L'augmentation a été plus que contrebalancée par la dépréciation du peso colombien par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 4 millions \$ en 2020 principalement en raison de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	<b>2020</b>	2019
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	<b>6 355</b>	5 489
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	<b>5 448</b>	4 794
Produits.....	<b>423 \$</b>	375 \$
Autres produits.....	<b>43</b>	6
Coûts d'exploitation directs .....	<b>(125)</b>	(107)
BAIIA ajusté.....	<b>341</b>	274
Charge d'intérêts .....	<b>(100)</b>	(96)
Impôt exigible.....	<b>(4)</b>	(3)
Fonds provenant des activités .....	<b>237 \$</b>	175 \$
Charge d'amortissement.....	<b>(273)</b>	(219)
Impôt différé et autres .....	<b>12</b>	(47)
Résultat net.....	<b>(24) \$</b>	(91) \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh <sup>1</sup>		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis .....	2 426	1 897	69 \$	67 \$	108 \$	85 \$	57 \$	45 \$	6 \$	(67) \$
Canada.....	1 134	1 072	91	90	88	78	66	53	(10)	(20)
	<b>3 560</b>	<b>2 969</b>	<b>76</b>	<b>75</b>	<b>196</b>	<b>163</b>	<b>123</b>	<b>98</b>	<b>(4)</b>	<b>(87)</b>
Europe .....	908	904	118	105	96	67	79	48	(27)	(11)
Brésil .....	552	630	50	59	24	28	17	19	3	1
Asie .....	428	291	71	69	25	16	18	10	4	6
Total .....	<b>5 448</b>	<b>4 794</b>	<b>80 \$</b>	<b>78 \$</b>	<b>341 \$</b>	<b>274 \$</b>	<b>237 \$</b>	<b>175 \$</b>	<b>(24) \$</b>	<b>(91) \$</b>

<sup>1</sup> Comprennent des profits tirés de la couverture de change réalisés d'environ 11 millions \$ inclus dans les autres produits.

## Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 123 millions \$ en 2020, par rapport à 98 millions \$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la croissance provenant de notre participation accrue dans TerraForm Power, déduction faite de la cession d'une participation de 40 % dans un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 852 MW (15 millions \$ et 760 GWh) et par l'avantage tiré des garanties en matière de production en vertu de nos conventions de service à long terme.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a diminué de 83 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la hausse des profits latents tirés de la couverture de nos contrats d'énergie.

## Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 79 millions \$ en 2020, comparativement à 48 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison surtout de la croissance provenant de notre participation accrue dans TerraForm Power, déduction faite des ventes d'actifs (6 millions \$ et 97 GWh), et d'un profit de 22 millions \$ réalisé sur la vente d'actifs éoliens de 47 MW récemment aménagés en Irlande. Sur une base comparable, les fonds provenant de nos activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent puisque la hausse des prix du marché découlant de la composition des moyens de production et la réduction des coûts d'intérêts en raison de l'optimisation de la structure du capital ont été en partie contrebalancées par une baisse des ressources.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 16 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent du fait que l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie.

## Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 17 millions \$ en 2020, contre 19 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant de nos activités ont augmenté de 17 % par rapport à ceux de l'exercice précédent du fait des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et de nos mesures de réduction des coûts, qui ont été en partie contrebalancées par une baisse des ressources. Cette augmentation a été plus que contrebalancée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 2 millions \$ en regard de celui de l'exercice précédent, la baisse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain ayant plus que contrebalancé la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

## Asie

Les fonds provenant des activités de production d'énergie éolienne en Asie se sont fixés à 18 millions \$ en 2020, comparativement à 10 millions \$ pour l'exercice précédent. L'augmentation s'explique par la hausse des produits par MWh attribuable aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, à la marge plus élevée découlant des mesures de réduction des coûts et à l'apport provenant de la croissance par suite de l'acquisition d'actifs d'une puissance de 210 MW en Inde et d'actifs de 200 MW en Chine (4 millions \$ et 137 GWh).

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2019
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	<b>1 510</b>	782
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	<b>1 284</b>	773
Produits.....	<b>245 \$</b>	138 \$
Autres produits.....	<b>50</b>	16
Coûts d'exploitation directs.....	<b>(63)</b>	(28)
BAlIA ajusté.....	<b>232</b>	126
Charge d'intérêts.....	<b>(90)</b>	(52)
Impôt exigible.....	<b>(3)</b>	—
Fonds provenant des activités.....	<b>139 \$</b>	74 \$
Charge d'amortissement.....	<b>(84)</b>	(65)
Impôt différé et autres.....	<b>(6)</b>	(46)
Résultat net.....	<b>49 \$</b>	(37) \$

Les fonds provenant de nos activités d'énergie solaire et le résultat net attribuable aux porteurs de parts de ces activités ont augmenté, pour se fixer à respectivement 139 millions \$ et 21 millions \$ en 2020, par rapport à respectivement 74 millions \$ et à une perte nette de 37 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison surtout de l'apport provenant de la participation accrue dans TerraForm Power et d'autres acquisitions, déduction faite des cessions d'actifs en Afrique du Sud et en Thaïlande (45 millions \$ et 570 GWh).

## ACTIVITÉS DU SECTEUR TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur transition énergétique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020	2019
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	475	196
<i>Production (GWh) – réelle<sup>1</sup></i> .....	795	550
Produits.....	169 \$	132 \$
Autres produits.....	22	11
Coûts d'exploitation directs .....	(61)	(56)
BAIIA ajusté.....	130	87
Charge d'intérêts .....	(25)	(16)
Impôt exigible.....	(2)	(1)
Fonds provenant des activités .....	103 \$	70 \$
Charge d'amortissement.....	(62)	(23)
Impôt différé et autres .....	(40)	(5)
Résultat net.....	1 \$	42 \$

<sup>1)</sup> La production réelle comprend 375 GWh (374 GWh en 2019) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

Les fonds provenant des activités de notre secteur transition énergétique se sont élevés à 103 millions \$ en 2020 par rapport à 70 millions \$ à l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'apport de notre portefeuille de production décentralisée provenant de la participation accrue dans TerraForm Power et des acquisitions (35 millions \$ et 246 GWh).

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 41 millions \$ du fait que l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie et l'augmentation de la charge de désactualisation sans effet de trésorerie.

### SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS)	2020	2019
Autres produits.....	64 \$	33 \$
Coûts d'exploitation directs .....	(23)	(23)
BAIIA ajusté.....	41	10
Coûts de service de gestion.....	(217)	(116)
Charge d'intérêts .....	(79)	(92)
Distributions <sup>1</sup> .....	(79)	(70)
Fonds provenant des activités .....	(334) \$	(268) \$
Impôt différé et autres .....	(227)	(22)
Perte nette.....	(561) \$	(290) \$

<sup>1)</sup> Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

Les coûts de service de gestion totalisant 217 millions \$ représentent une augmentation de 101 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

En 2020, nous avons comptabilisé une provision de 231 millions \$ à l'égard de notre filiale, TerraForm Power, relativement à un litige antérieur à l'acquisition en 2017 par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels d'une participation initiale de 51 % dans TerraForm Power.

## RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2019 ET 2018

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord.....	13 118	13 308	12 238	12 980	905 \$	893 \$	622 \$	619 \$	459 \$	443 \$	142 \$	189 \$
Brésil .....	3 707	3 633	3 996	3 927	234	244	181	173	150	142	59	3
Colombie.....	3 096	3 364	3 488	3 482	237	216	144	126	101	86	72	87
	19 921	20 305	19 722	20 389	1 376	1 353	947	918	710	671	273	279
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord.....	2 969	2 713	3 556	3 169	223	219	163	157	98	96	(87)	15
Europe.....	904	677	996	764	95	73	67	57	48	38	(11)	8
Brésil .....	630	626	647	645	37	42	28	33	19	24	1	1
Asie .....	291	160	290	153	20	12	16	8	10	5	6	4
	4 794	4 176	5 489	4 731	375	346	274	255	175	163	(91)	28
<b>Énergie solaire .....</b>	773	662	782	550	138	116	126	92	74	53	(37)	16
<b>Transition énergétique<sup>1</sup></b>	550	610	196	174	132	115	87	74	70	52	42	21
<b>Siège social .....</b>	—	—	—	—	—	—	10	(16)	(268)	(263)	(290)	(264)
<b>Total .....</b>	<b>26 038</b>	<b>25 753</b>	<b>26 189</b>	<b>25 844</b>	<b>2 021 \$</b>	<b>1 930 \$</b>	<b>1 444 \$</b>	<b>1 323 \$</b>	<b>761 \$</b>	<b>676 \$</b>	<b>(103) \$</b>	<b>80 \$</b>

<sup>1)</sup> La production réelle comprend 374 GWh (519 GWh en 2018) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – MLT.....	19 722	20 389
Production (GWh) – réelle.....	19 921	20 305
Produits.....	1 376 \$	1 353 \$
Autres produits.....	22	21
Coûts d'exploitation directs .....	(451)	(456)
BAlIA ajusté.....	947	918
Charge d'intérêts .....	(210)	(232)
Impôt exigible.....	(27)	(15)
Fonds provenant des activités .....	710 \$	671 \$
Charge d'amortissement.....	(332)	(385)
Impôt différé et autres .....	(105)	(7)
Résultat net.....	273 \$	279 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAlIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis .....	10 525	9 953	68 \$	67 \$	473 \$	443 \$	358 \$	325 \$	118 \$	116 \$
Canada.....	2 593	3 355	74	68	149	176	101	118	24	73
	13 118	13 308	69	67	622	619	459	443	142	189
Brésil .....	3 707	3 633	63	67	181	173	150	142	59	3
Colombie.....	3 096	3 364	77	64	144	126	101	86	72	87
Total .....	19 921	20 305	69 \$	67 \$	947 \$	918 \$	710 \$	671 \$	273 \$	279 \$

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 459 millions \$ en 2019, comparativement à 443 millions \$ pour l'exercice précédent. L'augmentation des produits réalisés moyens par MWh au Canada en raison des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et la hausse de la production comparable en raison des fortes conditions hydrologiques aux États-Unis (6 % supérieure à celle de l'exercice précédent et 10 % supérieure à la moyenne à long terme) ont plus que contrebalancé l'incidence de la vente d'une participation de 25 % dans certains actifs canadiens sur les fonds provenant des activités (24 millions \$ et 670 GWh).

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 47 millions \$ en 2019, par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse des charges sans effet de trésorerie de certains contrats d'énergie.

## Brésil

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

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

## Colombie

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

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

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

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

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

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

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

### Amérique du Nord

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

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

### Europe

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

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

### Brésil

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

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

## Asie

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

### ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	782	550
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	773	662
Produits.....	138 \$	116 \$
Autres produits.....	16	4
Coûts d'exploitation directs.....	(28)	(28)
BAIIA ajusté.....	126	92
Charge d'intérêts.....	(52)	(40)
Impôt exigible.....	—	1
Fonds provenant des activités.....	74 \$	53 \$
Charge d'amortissement.....	(65)	(32)
Impôt différé et autres.....	(46)	(5)
(Perte nette) résultat net.....	(37) \$	16 \$

Les fonds provenant des activités de nos activités d'énergie solaire se sont établis à 74 millions \$, en hausse par rapport à 53 millions \$ pour l'exercice précédent du fait principalement de la croissance de nos activités et de l'apport pendant un exercice complet des dernières centrales acquises et mises en service.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts de nos activités d'énergie solaire s'est chiffrée à 37 millions \$, par rapport à un résultat net de 16 millions \$ pour l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement attribuable à l'expansion de notre portefeuille d'énergie solaire et par des pertes de couverture latentes.

## ACTIVITÉ DU SECTEUR TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur transition énergétique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	196	174
<i>Production (GWh) – réelle<sup>1</sup></i> .....	550	610
Produits.....	132 \$	115 \$
Autres produits.....	11	1
Coûts d'exploitation directs .....	(56)	(42)
BAIIA ajusté.....	87	74
Charge d'intérêts .....	(16)	(22)
Impôt exigible .....	(1)	—
Fonds provenant des activités .....	70 \$	52 \$
Charge d'amortissement.....	(23)	(30)
Impôt différé et autres .....	(5)	(1)
Résultat net.....	42 \$	21 \$

<sup>1)</sup> La production réelle comprend 374 GWh (519 GWh en 2018) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

Les fonds provenant des activités de nos installations du secteur transition énergétique et le résultat net attribuable aux porteurs de parts de ces activités se sont fixés à respectivement 70 millions \$ et 42 millions \$, contre respectivement 52 millions \$ et 21 millions \$ pour l'exercice précédent du fait de la croissance de nos activités, y compris l'acquisition d'un portefeuille de production décentralisée d'une puissance de 322 MW, en partie contrebalancée par la diminution des prix de la capacité réalisés dans le nord-est des États-Unis et la baisse de la production de nos centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

## SIÈGE SOCIAL

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

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

<sup>1)</sup> Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

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

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

## 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits .....	824 \$	175 \$	211 \$	263 \$	105 \$	27 \$	28 \$	245 \$	169 \$	— \$	2 047 \$	(72) \$	1 835 \$	3 810 \$
Autres produits .....	39	54	12	11	26	3	3	50	22	64	284	(29)	(127)	128
Coûts d'exploitation directs .....	(301)	(52)	(92)	(78)	(35)	(6)	(6)	(63)	(61)	(23)	(717)	34	(591)	(1 274)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	67	31	98
BAIIA ajusté .....	562	177	131	196	96	24	25	232	130	41	1 614	—	1 148	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(217)	(217)	—	(18)	(235)
Charge d'intérêts .....	(143)	(18)	(30)	(73)	(15)	(6)	(6)	(90)	(25)	(79)	(485)	20	(511)	(976)
Impôt exigible .....	1	(7)	(11)	—	(2)	(1)	(1)	(3)	(2)	—	(26)	4	(44)	(66)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(54)	(54)	—	—	(54)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(25)	(25)	—	—	(25)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(24)	(13)	(37)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(562)	(562)
Fonds provenant des activités .....	420	152	90	123	79	17	18	139	103	(334)	807	—	—	
Charge d'amortissement.....	(246)	(66)	(21)	(180)	(70)	(14)	(9)	(84)	(62)	(4)	(756)	21	(632)	(1 367)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers .....	(47)	3	(2)	47	(17)	—	(1)	(3)	(9)	(6)	(35)	8	154	127
Recouvrement (charge) d'impôt différé .....	36	5	(3)	28	7	—	2	20	5	75	175	(6)	44	213
Divers .....	(95)	1	4	(22)	(26)	—	(6)	(23)	(36)	(292)	(495)	11	52	(432)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(34)	—	(34)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	382	382
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	68 \$	95 \$	68 \$	(4) \$	(27) \$	3 \$	4 \$	49 \$	1 \$	(561) \$	(304) \$	— \$	— \$	(304) \$

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 27 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 180 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.

<sup>2)</sup> 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 qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits .....	905 \$	234 \$	237 \$	223 \$	95 \$	37 \$	20 \$	138 \$	132 \$	— \$	2 021 \$	(79) \$	2 029 \$	3 971 \$
Autres produits .....	3	19	—	2	4	—	—	16	11	33	88	(8)	25	105
Coûts d'exploitation directs .....	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(28)	(56)	(23)	(665)	34	(632)	(1 263)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	27	80
BAIIA ajusté .....	622	181	144	163	67	28	16	126	87	10	1 444	—	1 449	—
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)	—	(19)	(135)
Charge d'intérêts .....	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(52)	(16)	(92)	(466)	13	(548)	(1 001)
Impôt exigible .....	(7)	(11)	(9)	1	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(31)	2	(41)	(70)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	(44)	—	—	(44)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(12)	(27)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(829)	(829)
Fonds provenant des activités .....	459	150	101	98	48	19	10	74	70	(268)	761	—	—	—
Charge d'amortissement .....	(227)	(84)	(21)	(150)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(643)	13	(641)	(1 271)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers .....	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	(2)	(4)	(36)
Recouvrement (charge) d'impôt différé .....	(27)	4	(4)	—	10	—	—	1	—	46	30	—	(3)	27
Divers .....	(74)	(6)	(2)	(33)	(12)	2	—	(48)	(2)	(46)	(221)	9	(64)	(276)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(20)	(4)	(24)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	716	716
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	142 \$	59 \$	72 \$	(87) \$	(11) \$	1 \$	6 \$	(37)	42 \$	(290) \$	(103) \$	— \$	— \$	(103) \$

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

<sup>2)</sup> Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

	Attribuable aux porteurs de parts										Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social				Total
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits.....	893 \$	244 \$	216 \$	219 \$	73 \$	42 \$	12 \$	116 \$	115 \$	— \$	1 930 \$	(76) \$	1 943 \$	3 797 \$
Autres produits.....	12	5	4	2	11	—	—	4	1	7	46	—	29	75
Coûts d'exploitation directs.....	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(28)	(42)	(23)	(653)	27	(647)	(1 273)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	49	22	71
BAIIA ajusté.....	619	173	126	157	57	33	8	92	74	(16)	1 323	—	1 347	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(84)	(84)	—	(10)	(94)
Charge d'intérêts.....	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(40)	(22)	(99)	(486)	14	(501)	(973)
Impôt exigible.....	(4)	(9)	(2)	2	(2)	—	1	1	—	—	(13)	1	(20)	(32)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	—	(38)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(10)	(25)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(806)	(806)
Fonds provenant des activités.....	443	142	86	96	38	24	5	53	52	(263)	676	—	—	
Charge d'amortissement.....	(231)	(136)	(18)	(124)	(43)	(13)	(2)	(32)	(30)	(2)	(631)	13	(533)	(1 151)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers.....	(1)	(1)	7	30	9	(10)	3	(16)	(1)	—	20	(1)	18	37
Recouvrement (charge) d'impôt différé.....	(1)	1	18	43	2	—	—	24	12	24	123	—	252	375
Divers.....	(21)	(3)	(6)	(30)	2	—	(2)	(13)	(12)	(23)	(108)	1	(99)	(206)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	(5)	(18)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	367	367
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	189 \$	3 \$	87 \$	15 \$	8 \$	1 \$	4 \$	16 \$	21 \$	(264) \$	80 \$	— \$	— \$	80 \$

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

<sup>2)</sup> Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

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

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Résultat net attribuable aux éléments suivants :			
Capitaux propres des commanditaires.....	(184) \$	(88) \$	23 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	62	50	41
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(133)	(65)	16
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation.....	(49)	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(304) \$	(103) \$	80 \$
Charge d'amortissement.....	756	643	631
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	35	30	(20)
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(175)	(30)	(123)
Divers.....	495	221	108
Fonds provenant des activités.....	807 \$	761 \$	676 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	54	44	38
Actions privilégiées.....	25	26	26
Impôt exigible.....	26	31	13
Charge d'intérêts.....	485	466	486
Coûts de services de gestion.....	217	116	84
BAIIA ajusté au prorata.....	1 614 \$	1 444 \$	1 323 \$
Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	1 148	1 449	1 347
BAIIA ajusté consolidé.....	2 762 \$	2 893 \$	2 670 \$

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 des fonds provenant des activités par part pour les exercices indiqués :

	2020	2019	2018
Perte de base par part de société en commandite <sup>1, 2</sup> .....	(0,61) \$	(0,26) \$	0,07 \$
Charge d'amortissement.....	1,24	1,10	1,08
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	0,06	0,05	(0,03)
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(0,29)	(0,05)	(0,21)
Divers.....	0,92	0,46	0,24
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 3</sup> .....	1,32 \$	1,30 \$	1,15 \$

<sup>1)</sup> Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

<sup>2)</sup> Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 271,1 millions (268,3 millions en 2019, 270,4 millions en 2018, 260,2 millions en 2017 et 234,6 millions en 2016).

<sup>3)</sup> Le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 609,5 millions pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (583,5 millions en 2019, 585,6 millions en 2018, 575,4 millions en 2017 et 549,8 millions en 2016), ce qui comprend la participation de commandité, les parts rachetables/échangeables, les parts de société en commandite et les actions échangeables de BEPC.

## 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 95 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 14 ans (au prorata).

(EN GWh, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Hydroélectricité</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis <sup>1)</sup> .....	7 634	6 547	4 575	4 575	4 575
Canada.....	2 144	2 097	2 020	2 006	2 006
	<u>9 778</u>	<u>8 644</u>	<u>6 595</u>	<u>6 581</u>	<u>6 581</u>
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis.....	2 840	2 777	2 802	2 305	2 295
Canada.....	1 358	1 358	1 358	1 358	1 358
	<u>4 198</u>	<u>4 135</u>	<u>4 160</u>	<u>3 663</u>	<u>3 653</u>
Europe.....	1 220	1 220	1 209	1 140	1 076
Asie.....	417	417	417	417	290
	<u>5 835</u>	<u>5 772</u>	<u>5 786</u>	<u>5 220</u>	<u>5 019</u>
Énergie solaire – services publics .....	1 890	1 910	1 924	1 929	1 923
Transition énergétique.....	708	705	702	696	686
Production visée par contrat au prorata.....	<u>18 211</u>	<u>17 031</u>	<u>15 007</u>	<u>14 426</u>	<u>14 209</u>
Production non visée par contrat au prorata.....	<u>3 501</u>	<u>4 681</u>	<u>6 705</u>	<u>7 286</u>	<u>7 503</u>
Production moyenne à long terme au prorata.....	<u>21 712</u>	<u>21 712</u>	<u>21 712</u>	<u>21 712</u>	<u>21 712</u>
Participations ne donnant pas le contrôle.....	<u>13 563</u>	<u>13 563</u>	<u>13 563</u>	<u>13 563</u>	<u>13 563</u>
Production moyenne à long terme totale	<u>35 275</u>	<u>35 275</u>	<u>35 275</u>	<u>35 275</u>	<u>35 275</u>
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata .....	84 %	78 %	69 %	66 %	65 %
Prix par MWh – production totale au prorata.....	91 \$	94 \$	103 \$	105 \$	107 \$

<sup>1)</sup> Comprend la production de 2 421 GWh pour 2021 et de 2 047 GWh pour 2022 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 8 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie et à 18 ans dans l'ensemble de nos autres territoires.

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

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

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatifs à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes d'électricité (39 %), sociétés de distribution (24 %), utilisateurs industriels (20 %) 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 aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Consolidé	
	2020	2019	2020	2019
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	— \$	299 \$	— \$	299 \$
Papier commercial <sup>1, 2</sup> .....	3	—	3	—
<b>Dette</b>				
Billets à moyen terme <sup>3</sup> .....	2 140	1 808	2 140	1 808
Emprunts sans recours <sup>4</sup> .....	—	—	16 006	15 227
	<b>2 140</b>	<b>1 808</b>	<b>18 146</b>	<b>17 035</b>
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>5</sup> .....	—	—	5 310	4 689
<b>Capitaux propres</b>				
Participation ne donnant pas le contrôle .....	—	—	11 100	11 086
Actions privilégiées .....	609	597	609	597
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ...	1 028	833	1 028	833
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts .....	9 030	7 964	9 030	7 964
<b>Total de la structure du capital</b> .....	<b>12 807 \$</b>	<b>11 202 \$</b>	<b>45 223 \$</b>	<b>42 204 \$</b>
Ratio d'endettement .....	17 %	16 %	40 %	40 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) <sup>6</sup> .....	6 %	10 %	27 %	34 %

<sup>1)</sup> 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 capital permanentes.

<sup>2)</sup> Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard \$, dont la durée moyenne pondérée est de quatre ans, complètent notre programme de papier commercial.

<sup>3)</sup> Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 8 millions \$ (7 millions \$ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

<sup>4)</sup> Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 15 millions \$ (142 millions \$ en 2019) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 59 millions \$ (27 millions \$ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

<sup>5)</sup> Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

<sup>6)</sup> Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, 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 aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	291 \$	143 \$
Placements dans des titres de capitaux propres .....	183	95
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées <sup>1</sup> .....	2 150	2 150
Emprunts effectués sur les facilités de crédit .....	—	(299)
Facilité de lettres de crédit autorisée .....	400	400
Lettres de crédit émises.....	(300)	(266)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère .....	2 250	1 985
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata .....	546	472
Liquidités disponibles .....	<b>3 270 \$</b>	<b>2 695 \$</b>

<sup>1)</sup> Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

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

## EMPRUNTS

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020			2019		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total
Emprunts de la société mère						
Billets à moyen terme .....	3,9	14	2 140 \$	4,1	10	1 808 \$
Facilités de crédit .....	s. o.	4	—	2,9	5	299
Papier commercial <sup>1</sup> .....	0,4	<1	3	s. o.	s. o.	s. o.
Emprunts sans recours au prorata						
Hydroélectricité .....	4,6	9	4 123	5,6	10	3 727
Énergie éolienne.....	3,9	10	2 540	4,5	10	1 742
Énergie solaire .....	3,3	13	2 534	4,9	12	1 158
Transaction énergétique.....	4,0	11	864	4,6	5	547
	<b>4,0</b>	<b>11</b>	<b>10 061</b>	<b>5,1</b>	<b>10</b>	<b>7 174</b>
			<b>12 204 \$</b>			<b>9 281 \$</b>
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties.....			(45)			(46)
			<b>12 159</b>			<b>9 235</b>
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....			(332)			(431)
Participations ne donnant pas le contrôle.....			6 255			8 496
Selon les états financiers IFRS.....			<b>18 082 \$</b>			<b>17 300 \$</b>

<sup>1)</sup> Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard \$ complètent notre programme de papier commercial.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés, de l'amortissement prévu au prorata et des intérêts remboursables au 31 décembre 2020 :

(EN MILLIONS)	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
<b>Remboursements de capital des emprunts<sup>1</sup></b>							
Billets à moyen terme <sup>2</sup> .....	— \$	— \$	— \$	— \$	314 \$	1 826 \$	2 140 \$
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit .....	48	30	100	—	—	—	178
Hydroélectricité .....	—	210	487	81	328	1 826	2 932
Énergie éolienne .....	—	9	184	—	—	503	696
Énergie solaire .....	—	—	207	—	5	416	628
Transaction énergétique .....	62	—	54	—	152	—	268
	110	249	1 032	81	485	2 745	4 702
<b>Amortissement des remboursements de capital des emprunts</b>							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité .....	122	99	92	98	92	586	1 089
Énergie éolienne .....	161	167	169	175	166	960	1 798
Énergie solaire .....	129	123	122	130	134	1 238	1 876
Transaction énergétique .....	50	46	49	34	28	389	596
	462	435	432	437	420	3 173	5 359
Total .....	572 \$	684 \$	1 464 \$	518 \$	1 219 \$	7 744 \$	12 201 \$
<b>Intérêts à payer<sup>1,3</sup></b>							
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	83 \$	83 \$	83 \$	83 \$	77 \$	728 \$	1 137 \$
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité .....	188	171	160	145	131	546	1 341
Énergie éolienne .....	106	99	90	80	73	245	693
Énergie solaire .....	110	103	90	80	74	297	754
Transaction énergétique .....	24	17	17	18	13	41	130
	428	390	357	323	291	1 129	2 918
Total .....	511 \$	473 \$	440 \$	406 \$	368 \$	1 857 \$	4 055 \$

<sup>1)</sup> 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 capital permanentes.

<sup>2)</sup> Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 8 millions \$ (7 millions \$ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

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

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas d'enjeux importants à la négociation, à des conditions acceptables, de nos emprunts jusqu'en 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 capitaux, y compris le produit de la vente d'entreprises bien établies, en plus de mobiliser des fonds sur les marchés boursiers au moyen d'émissions de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt et d'actions privilégiées. En outre, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 2,15 milliards \$ destinées aux placements et aux acquisitions et pour financer la composante capitaux propres des initiatives de croissance interne. Les facilités ne constituent pas une source permanente de capitaux, mais ont toujours plutôt servi 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 annuels audités pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation.....	1 296 \$	1 554 \$	1 286 \$
Activités de financement.....	(792)	(402)	(684)
Activités d'investissement.....	(426)	(1 211)	(1 077)
Profit (perte) de change sur la trésorerie.....	13	(6)	(22)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....	91 \$	(65) \$	(497) \$

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, compte non tenu des variations des soldes du fonds de roulement, se sont établis à 1 451 millions \$, par rapport à 1 607 millions \$ en 2019 et à 1 380 millions \$ en 2018, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours des périodes.

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

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Créances clients et autres actifs courants.....	(2) \$	(66) \$	(122) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	(91)	17	(18)
Autres actifs et passifs.....	(62)	(4)	46
	(155) \$	(53) \$	(94) \$

### Activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 792 millions \$. Notre solide bilan nous a offert un accès à de multiples sources de capital pour financer la croissance de nos activités comme il est mentionné ci-après dans nos activités d'investissement. Ces sources comprenaient 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'un montant en capital de 350 millions \$ CA (248 millions \$) et de notre émission d'obligations vertes de la société mère de 30 ans d'un montant en capital de 425 millions \$ CA (319 millions \$), la vente d'une participation de 40 % dans un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 852 MW et le produit net tiré des financements additionnels sans recours, du papier commercial et des facilités de crédit de la société mère, qui a été plus que contrebalancé par le remboursement d'emprunts, y compris le remboursement, avant l'échéance, des billets à moyen terme de série 8 totalisant 400 millions \$ CA (304 millions \$).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018, les distributions versées aux porteurs de parts se sont établies à respectivement 769 millions \$, 684 millions \$ et 643 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,16 \$ par part de société en commandite (ajustées pour la distribution spéciale et le fractionnement de parts) en 2020 (1,10 \$ en 2019 et 1,05 \$ en 2018), soit une hausse de 5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2020. 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 628 millions \$, 913 millions \$ et 733 millions \$.

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

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

### **Activités d'investissement**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 426 millions \$. Nous avons investi un montant de 316 millions \$ dans nos acquisitions, nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et dans d'autres investissements financiers, notamment un portefeuille d'énergie solaire en Espagne d'une puissance de 100 MW, la deuxième tranche de titres convertibles dans TransAlta et un portefeuille de prêts garanti par des actifs en exploitation d'une puissance de près de 2 500 MW de l'une des plus importantes sociétés financières non bancaires en Inde. Ces investissements ont été en partie financés par le produit tiré de la vente d'actifs éoliens en Irlande d'une puissance de 47 MW conclue au cours du quatrième trimestre de 2020. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction d'un projet de développement d'énergie solaire au Brésil prêt à la construction d'une puissance de 1 800 MW a atteint 447 millions \$.

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

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

## ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

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

	2020	2019
<b>Actions privilégiées de catégorie A<sup>1</sup></b> .....	<b>31 035 967</b>	31 035 967
<b>Parts privilégiées<sup>2</sup></b>		
Solde au début de l'exercice .....	44 885 496	37 885 496
Émission .....	8 000 000	7 000 000
Solde à la fin de l'exercice.....	<b>52 885 496</b>	44 885 496
<b>Participation de commandité<sup>3</sup></b> .....	<b>3 977 260</b>	3 977 260
<b>Parts de société en commandite rachetables/échangeables<sup>3</sup></b> .....	<b>194 487 939</b>	194 487 939
<b>Actions échangeables de BEPC<sup>3</sup></b> .....	<b>172 180 417</b>	—
<b>Parts de société en commandite<sup>3</sup></b>		
Solde au début de l'exercice .....	268 466 704	268 231 810
Émises après la fusion avec TerraForm Power.....	6 051 704	—
Régime de réinvestissement des distributions .....	182 965	264 894
Échangées contre des actions échangeables de catégorie A de BEPC .....	136 517	—
Rachat pour annulation .....	—	(30 000)
Solde à la fin de l'exercice.....	<b>274 837 890</b>	268 466 704
<b>Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral<sup>4</sup></b> .....	<b>641 506 246</b>	462 954 643

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> Les parts privilégiées sont divisées en séries et certaines de ces séries permettent la conversion de leurs parts, à raison de une pour une, au gré du porteur comme suit : 2 885 496 parts privilégiées de série 5 sont en circulation; 7 000 000 de parts privilégiées de série 7 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 8 à partir du 31 janvier 2021); 8 000 000 de parts privilégiées de série 9 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 10 à partir du 31 juillet 2021); 10 000 000 de parts privilégiées de série 11 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 12 à partir du 30 avril 2022); 10 000 000 de parts privilégiées de série 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2023); 7 000 000 de parts privilégiées de série 15 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 16 à partir du 30 avril 2024), et 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation.

<sup>3)</sup> Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

<sup>4)</sup> 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

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

(EN MILLIONS)	Déclarés			Versés		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Actions privilégiées de catégorie A	25 \$	26 \$	26 \$	25 \$	26 \$	26 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	54 \$	44 \$	38 \$	52 \$	43 \$	37 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	551 \$	844 \$	664 \$	551 \$	844 \$	670 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	70 \$	55 \$	45 \$	70 \$	54 \$	44 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	250 \$	268 \$	255 \$	250 \$	267 \$	254 \$
Actions échangeables de BEPC	116 \$	— \$	— \$	100 \$	— \$	— \$
Parts de société en commandite	349 \$	370 \$	355 \$	349 \$	363 \$	345 \$

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

Date de l'augmentation	Montant de l'augmentation	Pourcentage de l'augmentation	Distribution annuelle	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2016	0,06 \$	7 %	0,95 \$	Mars 2016
Février 2017	0,05 \$	5 %	1,00 \$	Mars 2017
Février 2018	0,05 \$	5 %	1,05 \$	Mars 2018
Février 2019	0,05 \$	5 %	1,10 \$	Mars 2019
Février 2020	0,06 \$	5 %	1,16 \$	Mars 2020
Février 2021	0,06 \$	5 %	1,22 \$	Mars 2021

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés annuels 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
- Événements – Actions en justice, arbitrages et poursuites dans le cours normal des activités et émission de lettres de crédit
- Garanties – Nature de toutes les promesses d'indemnisation

## ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve. Au 31 décembre 2020, les lettres de crédit émises totalisaient 716 millions \$ (718 millions \$ en 2019).

À la suite d'un jugement sommaire défavorable rendu dans le cadre d'un litige relatif à un ancien différend contractuel touchant sa filiale TerraForm Power, où le tribunal a accordé aux demandeurs un montant d'environ 231 millions \$, plus les intérêts courus depuis mai 2016 à un taux annuel non composé de 9 % prévu par la loi applicable dans l'État de New York, Énergie Brookfield a déposé auprès de la Cour un cautionnement pour le montant à payer, plus les intérêts courus de 9 % depuis une année sur ce montant. Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples renseignements. Se reporter également à la rubrique 3.D, « Facteurs de risque — Risques relatifs à nos activités et au secteur de l'énergie renouvelable — Nous sommes parties à un litige et à d'autres différends et pourrions faire l'objet d'investigations réglementaires et gouvernementales » et la rubrique 4.B « Aperçu des activités – Instances gouvernementales, poursuites et arbitrage — Réclamation liée à l'acquisition de First Wind par TerraForm Power » de notre formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

# PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

## INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019	2018
<b>Information sur l'exploitation :</b>			
Puissance (MW) .....	18 844	18 883	17 419
Production totale (GWh)			
Production moyenne à long terme .....	57 457	53 926	51 971
Production réelle .....	52 782	52 560	52 056
Production au prorata (GWh)			
Production moyenne à long terme .....	27 998	26 189	25 844
Production réelle .....	26 052	26 038	25 753
Produits moyens (\$ par MWh) .....	81	78	75
<b>Informations financières supplémentaires :</b>			
Résultat net attribuable aux porteurs de parts .....	(304) \$	(103) \$	80 \$
Résultat de base par part de société en commandite <sup>1, 2</sup> .....	(0,61)	(0,26)	0,07
BAIIA ajusté consolidé <sup>3</sup> .....	2 762	2 893	2 670
BAIIA ajusté au prorata <sup>3</sup> .....	1 614	1 444	1 323
Fonds provenant des activités <sup>3</sup> .....	807	761	676
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 3, 4</sup> .....	1,32	1,30	1,15
Distribution par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	1,16	1,10	1,05

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2020	2019	2018
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	44 590 \$	41 055 \$	38 177 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	971	937	684
Total de l'actif .....	49 722	46 196	43 508
Total des emprunts .....	18 082	17 300	16 546
Passifs d'impôt différé .....	5 515	4 855	4 355
Autres passifs .....	4 358	3 561	3 205
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	11 100	11 086	10 289
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	56	68	67
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	2 721	3 317	3 266
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation .....	2 408	—	—
Actions privilégiées .....	609	597	568
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	1 028	833	707
Capitaux propres des commanditaires .....	3 845	4 579	4 505
Total du passif et des capitaux propres .....	49 722	46 196	43 508
Ratio d'endettement (valeur de marché) <sup>5</sup> .....	27 %	34 %	34 %

<sup>1)</sup> Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

<sup>2)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le nombre total moyen de parts de société en commandite s'est établi à 271,1 millions (268,3 millions en 2019, 270,4 millions en 2018, 260,2 millions en 2017 et 234,6 millions en 2016).

<sup>3)</sup> Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

<sup>4)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le nombre total moyen de parts s'est établi à 609,5 millions (583,5 millions en 2019, 585,6 millions en 2018, 575,4 millions en 2017 et 549,8 millions en 2016), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité.

<sup>5)</sup> Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2020				2019			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT .....	14 333	13 446	15 527	14 151	13 850	12 332	14 252	13 493
Production totale (GWh) – réelle .....	13 247	12 007	13 264	14 264	12 465	11 089	14 881	14 125
Production au prorata (GWh) – MLT .....	7 354	6 618	7 309	6 717	6 561	5 821	7 109	6 698
Production au prorata (GWh) – réelle .....	6 583	5 753	6 552	7 164	5 977	5 213	7 602	7 246
<b>Produits .....</b>	<b>952 \$</b>	<b>867 \$</b>	<b>942 \$</b>	<b>1 049 \$</b>	<b>965 \$</b>	<b>897 \$</b>	<b>1 051 \$</b>	<b>1 058 \$</b>
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....</b>	<b>(120)</b>	<b>(162)</b>	<b>(23)</b>	<b>1</b>	<b>(74)</b>	<b>(58)</b>	<b>21</b>	<b>8</b>
<b>Résultat de base par part de société en commandite<sup>1</sup>.....</b>	<b>(0,22)</b>	<b>(0,29)</b>	<b>(0,07)</b>	<b>(0,03)</b>	<b>(0,15)</b>	<b>(0,12)</b>	<b>0,02</b>	<b>(0,01)</b>
BAlIA ajusté consolidé.....	717	611	677	757	727	649	770	777
BAlIA ajusté au prorata .....	456	371	396	391	348	301	400	395
Fonds provenant des activités .....	201	157	232	217	171	133	230	227
Fonds provenant des activités par part <sup>1</sup> .....	0,31	0,25	0,40	0,37	0,29	0,23	0,39	0,39
Distribution par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	0,29	0,29	0,29	0,29	0,275	0,275	0,275	0,275

<sup>1)</sup> Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

## RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord .....	2 514	2 858	2 912	2 912	182 \$	205 \$	104 \$	130 \$	67 \$	93 \$	4 \$	3 \$
Brésil .....	849	817	1 007	1 009	39	61	63	37	58	31	58	4
Colombie .....	966	749	977	968	57	63	38	37	23	26	21	16
	<b>4 329</b>	<b>4 424</b>	<b>4 896</b>	<b>4 889</b>	<b>278</b>	<b>329</b>	<b>205</b>	<b>204</b>	<b>148</b>	<b>150</b>	<b>83</b>	<b>23</b>
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord .....	1 132	779	1 349	934	90	56	58	43	39	31	36	(28)
Europe .....	338	241	357	267	41	24	51	17	45	10	13	7
Brésil .....	143	176	169	172	6	10	6	8	4	5	2	(2)
Asie .....	123	107	104	104	8	7	8	6	5	2	(1)	4
	<b>1 736</b>	<b>1 303</b>	<b>1 979</b>	<b>1 477</b>	<b>145</b>	<b>97</b>	<b>123</b>	<b>74</b>	<b>93</b>	<b>48</b>	<b>50</b>	<b>(19)</b>
<b>Énergie solaire</b> .....	<b>303</b>	<b>139</b>	<b>339</b>	<b>139</b>	<b>77</b>	<b>26</b>	<b>84</b>	<b>29</b>	<b>52</b>	<b>16</b>	<b>34</b>	<b>(23)</b>
<b>Transition énergétique</b> <sup>1</sup> .....	<b>215</b>	<b>111</b>	<b>140</b>	<b>56</b>	<b>54</b>	<b>33</b>	<b>39</b>	<b>22</b>	<b>28</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>8</b>
<b>Siège social</b> .....	—	—	—	—	—	—	5	19	(120)	(59)	(302)	(63)
<b>Total</b> .....	<b>6 583</b>	<b>5 977</b>	<b>7 354</b>	<b>6 561</b>	<b>554 \$</b>	<b>485 \$</b>	<b>456 \$</b>	<b>348 \$</b>	<b>201 \$</b>	<b>171 \$</b>	<b>(120) \$</b>	<b>(74) \$</b>

<sup>1)</sup> La production réelle tient compte de 98 GWh (66 GWh en 2019) provenant de centrales qui n'ont pas de moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes » pour de plus amples renseignements sur la raison pour laquelle nous ne comptabilisons pas la moyenne à long terme de certaines centrales.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, les fonds provenant des activités ont totalisé 201 millions \$ par rapport à 171 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont augmenté de 30 millions \$ en raison des apports de la croissance, attribuable principalement à la fusion de TerraForm Power, de la grande disponibilité des actifs et des marges plus élevées découlant des mesures de réduction des coûts.

## 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 pour le trimestre clos le 31 décembre 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie								
Produits .....	182 \$	39 \$	57 \$	90 \$	41 \$	6 \$	8 \$	77 \$	54 \$	— \$	554 \$	(18) \$	416 \$	952 \$	
Autres produits .....	13	38	2	4	21	1	(1)	32	5	13	128	(27)	(24)	77	
Coûts d'exploitation directs .....	(91)	(14)	(21)	(36)	(11)	(1)	1	(25)	(20)	(8)	(226)	9	(140)	(357)	
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	36	9	45	
BAIIA ajusté .....	104	63	38	58	51	6	8	84	39	5	456	—	261		
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(85)	(85)	—	1	(84)	
Charge d'intérêts .....	(40)	(2)	(8)	(19)	(4)	(2)	(2)	(31)	(10)	(20)	(138)	6	(111)	(243)	
Impôt exigible .....	3	(3)	(7)	—	(2)	—	(1)	(1)	(1)	—	(12)	2	(27)	(37)	
Distributions attribuables aux 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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(8)	(4)	(12)	
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(120)	(120)	
Fonds provenant des activités	67	58	23	39	45	4	5	52	28	(120)	201	—	—		
Charge d'amortissement .....	(69)	(14)	(5)	(48)	(29)	(4)	(3)	(28)	(14)	(2)	(216)	1	(122)	(337)	
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers ..	(8)	(4)	(2)	15	(5)	(1)	(1)	5	(7)	6	(2)	1	116	115	
Recouvrement (charge) d'impôt différé .....	38	4	2	22	4	—	1	16	8	50	145	(4)	44	185	
Divers .....	(24)	14	3	8	(2)	3	(3)	(11)	—	(236)	(248)	9	(68)	(307)	
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(7)	5	(2)	
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25	25	
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	4 \$	58 \$	21 \$	36 \$	13 \$	2 \$	(1) \$	34 \$	15 \$	(302) \$	(120) \$	— \$	— \$	(120) \$	

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 31 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 95 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.

<sup>2)</sup> 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 parts de société en commandite et aux actions échangeables de BEPC. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 :

(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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social				Total
Produits .....	205 \$	61 \$	63 \$	56 \$	24 \$	10 \$	7 \$	26 \$	33 \$	— \$	485 \$	(19) \$	499 \$	965 \$
Autres produits .....	1	(1)	—	—	1	—	—	11	2	25	39	(8)	(3)	28
Coûts d'exploitation directs .....	(76)	(23)	(26)	(13)	(8)	(2)	(1)	(8)	(13)	(6)	(176)	8	(158)	(326)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	19	10	29
BAIIA ajusté .....	130	37	37	43	17	8	6	29	22	19	348	—	348	—
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	(6)	(44)
Charge d'intérêts .....	(37)	(4)	(9)	(15)	(5)	(3)	(3)	(13)	(5)	(22)	(116)	3	(142)	(255)
Impôt exigible .....	—	(2)	(2)	3	(2)	—	(1)	—	(1)	—	(5)	2	(17)	(20)
Distributions attribuables aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(11)	(11)	—	—	(11)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(7)	(7)	—	—	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(5)	(3)	(8)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(180)	(180)
Fonds provenant des activités	93	31	26	31	10	5	2	16	16	(59)	171	—	—	—
Charge d'amortissement .....	(59)	(18)	(6)	(32)	(13)	(5)	(3)	(22)	(6)	(2)	(166)	3	(184)	(347)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers .....	11	(6)	(3)	(2)	9	(3)	1	2	(2)	7	14	(3)	28	39
Recouvrement (charge) d'impôt différé .....	(12)	1	1	(1)	8	—	2	—	—	24	23	—	8	31
Divers .....	(30)	(4)	(2)	(24)	(7)	1	2	(19)	—	(33)	(116)	9	(62)	(169)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(9)	(4)	(13)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	214	214
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	3 \$	4 \$	16 \$	(28) \$	7 \$	(2) \$	4 \$	(23) \$	8 \$	(63) \$	(74) \$	— \$	— \$	(74) \$

<sup>1)</sup> La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 8 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. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 34 millions \$ est composée 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.

<sup>2)</sup> 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 semblables. Le résultat net attribuable aux porteurs de parts fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités et du BAIIA ajusté au prorata, et le BAIIA ajusté consolidé pour les trimestres clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Résultat net attribuable aux éléments suivants :		
Capitaux propres des commanditaires .....	<b>(61) \$</b>	(51) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	<b>16</b>	14
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	<b>(44)</b>	(37)
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation.....	<b>(31)</b>	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts .....	<b>(120) \$</b>	(74) \$
Ajusté en fonction de la quote-part des éléments suivants :		
Charge d'amortissement .....	<b>216</b>	166
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	<b>2</b>	(14)
Recouvrement d'impôt différé.....	<b>(145)</b>	(23)
Divers .....	<b>248</b>	116
Fonds provenant des activités .....	<b>201 \$</b>	171 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :		
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	<b>14</b>	11
Actions privilégiées .....	<b>6</b>	7
Impôt exigible .....	<b>12</b>	5
Charge d'intérêts.....	<b>138</b>	116
Coûts de service de gestion.....	<b>85</b>	38
BAIIA ajusté au prorata.....	<b>456 \$</b>	348 \$
Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	<b>261</b>	348
BAIIA ajusté consolidé.....	<b>717 \$</b>	696 \$

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 des fonds provenant des activités par part pour les trimestres clos les 31 décembre :

	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Perte de base par part de société en commandite <sup>1, 2</sup> .....	<b>(0,22) \$</b>	(0,15) \$
Charge d'amortissement .....	<b>0,33</b>	0,28
Perte de change et sur les instruments financiers .....	—	(0,02)
Charge d'impôt différé.....	<b>(0,22)</b>	(0,04)
Divers .....	<b>0,42</b>	0,22
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 3</sup> .....	<b>0,31 \$</b>	0,29 \$

<sup>1)</sup> Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

<sup>2)</sup> Pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 274,8 millions (268,4 millions en 2019).

<sup>3)</sup> Pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, le nombre moyen de parts s'est établi à 645,5 millions (583,6 millions en 2019), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.

# PARTIE 7 – RISQUES D’ENTREPRISE ET GESTION DES RISQUES

## GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Les objectifs de la direction consistent à protéger Énergie Brookfield contre les risques économiques importants et la variabilité des résultats découlant de divers risques financiers, notamment le risque de prix de l’électricité, le risque de change, le risque de taux d’intérêt, le risque de crédit et le risque de liquidité. De plus amples renseignements sur ces risques se trouvent à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés annuels audités.

Le tableau suivant présente les risques financiers d’Énergie Brookfield et la méthode de gestion de ces risques :

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de prix de l’électricité	Nous sommes exposés aux variations du prix du marché de l’électricité.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Conclure des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l’électricité est vendue.</li> <li>– Conserver un portefeuille de contrats financiers à court, moyen et long terme pour atténuer le risque relatif aux fluctuations à court terme des prix de l’électricité.</li> <li>– Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation.</li> <li>– Au 31 décembre 2020, environ 84 % de la production au prorata pour 2021 (95 % de la production visée par contrat pour 2020 en 2019) faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité et de contrats financiers à court et long terme, compte non tenu de la production du Brésil et de la Colombie. Se reporter à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».</li> </ul>
Risque de change	Nous courons un risque de change – y compris par rapport au dollar canadien, au réal, à l’euro, à la livre sterling, au peso colombien, à la roupie indienne, au yuan et au ringgit – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Conclure des contrats de change visant à réduire au minimum l’exposition aux fluctuations de change.</li> <li>– 40 % des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l’euro, soit 30 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change.</li> <li>– Un nombre limité de contrats de change visant à couvrir l’exposition aux devises en Amérique du Sud et en Asie, soit 30 % de notre portefeuille, en raison des coûts connexes élevés qu’entraîne la couverture de certaines devises. Toutefois, ce risque de change est atténué par les indexations sur l’inflation annuelles de nos conventions d’achat d’électricité.</li> </ul>

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de taux d'intérêt	Nous courons un risque lié aux taux d'intérêt sur notre dette à taux variable ainsi qu'à la révision des taux de dividende et de distribution sur respectivement nos actions privilégiées de catégorie A et nos parts privilégiées.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Les actifs sont constitués essentiellement d'actifs physiques de longue durée, et les passifs financiers, de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à un taux fixe grâce à des instruments financiers liés aux taux d'intérêt afin de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.</li> <li>– Conclure des contrats sur taux d'intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance.</li> <li>– Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 9 % du total de la dette, après avoir tenu compte de la dette à taux variable ayant été couverte au moyen de swaps de taux d'intérêt. Notre exposition aux taux variables découle essentiellement de nos activités en Amérique du Sud, où des possibilités de contracter des couvertures et de la dette à taux fixe sont limitées en raison des coûts connexes élevés.</li> </ul>
Risque de crédit	Nous courons un risque de crédit lié aux activités d'exploitation et à certaines activités de financement, dont le risque maximal est représenté par les valeurs comptables présentées dans les états de la situation financière. Nous courons un risque de crédit si les contreparties à nos contrats d'énergie, swaps de taux d'intérêt, contrats de change à terme, transactions physiques d'électricité et de gaz, et créances clients sont incapables de respecter leurs obligations.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Contreparties diversifiées qui ont un historique de crédit de longue date.</li> <li>– Exposition à des contreparties dont la cote de crédit est de première qualité.</li> <li>– Utilisation de contrats commerciaux types et d'autres techniques types d'atténuation des risques de crédit.</li> <li>– Au 31 décembre 2020, 84 % des créances clients d'Énergie Brookfield étaient à court terme (72 % en 2019).</li> </ul>

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de liquidité	<p>Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers.</p> <p>Nous sommes également assujettis au risque de liquidité interne, car nous exerçons nos activités par l'intermédiaire d'entités juridiques distinctes (filiales et sociétés affiliées) et sommes tributaires des entrées de trésorerie provenant de ces entités pour acquitter les charges du siège social et verser des dividendes et des distributions respectivement aux actionnaires et aux porteurs de parts. Aux termes des conventions de crédit liées à la dette des filiales, les distributions en espèces versées à Énergie Brookfield sont généralement interdites si l'entité a manqué à son engagement de remboursement de l'emprunt (notamment le non-paiement du capital ou des intérêts), ou si elle n'atteint pas un ratio de couverture des charges fixes par les flux de référence. Se reporter à la note 20, « Gestion du capital », des états financiers consolidés annuels pour de plus amples renseignements.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Au 31 décembre 2020, les liquidités disponibles s'élevaient à 3,3 milliards \$. Les liquidités se composent de notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de nos placements dans des titres négociables, de la tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère et de notre quote-part des facilités de crédit des filiales. Pour de plus amples renseignements sur les liquidités disponibles et le calendrier d'échéances de la dette respectif, se reporter à la « PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement ».</li> <li>– Suivi efficace et régulier des clauses restrictives et collaboration avec les prêteurs pour redresser tout manquement.</li> <li>– Cibler des titres de créance de première qualité ou des titres de créance présentant des caractéristiques de première qualité qui ont la capacité d'absorber la volatilité des flux de trésorerie.</li> <li>– Nature à long terme des instruments d'emprunt et échelonnement des dates d'échéance sur une longue période.</li> <li>– Trésorerie suffisante provenant des activités d'exploitation, accès à des facilités de crédit non utilisées et possibilité de recourir aux marchés financiers pour financer nos activités et pour respecter nos obligations à leur échéance.</li> <li>– Veiller à avoir accès aux marchés financiers et maintenir une solide note de crédit de première qualité.</li> </ul>

## FACTEURS DE RISQUE

Les facteurs de risque auxquels les activités d'Énergie Brookfield sont les plus susceptibles d'être exposées sont présentés ci-après, mais ne les englobent pas tous. Pour une description des autres risques possibles, veuillez consulter le formulaire 20-F qui est accessible sur EDGAR et sur SEDAR.

### Risques liés à nos activités et au secteur de l'énergie renouvelable

*Des changements dans l'hydrologie à nos installations hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans l'éclairage énergétique à nos installations d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison notamment des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos installations pourraient occasionner un changement défavorable dans le volume de l'électricité produite.*

Les produits dégagés par nos installations sont en rapport direct avec la quantité d'électricité produite, laquelle dépend à son tour des débits d'eau accessibles, du régime des vents, des conditions d'éclairage énergétique et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents, l'éclairage énergétique et les conditions météorologiques présentent des variations naturelles d'une saison à l'autre et d'une année à l'autre et peuvent aussi changer en permanence en raison d'un changement climatique ou d'autres facteurs.

Si, dans l'avenir, nos installations de production devaient faire face à une inondation, des conditions météorologiques extrêmes (y compris des tempêtes de vent ou des sécheresses), des incendies et des catastrophes naturelles, ou si des conditions géologiques inattendues ou d'autres conditions physiques défavorables devaient se manifester à nos installations de production, la capacité de production de cette installation pourrait en être considérablement réduite ou compromise. Par exemple, nos centrales hydroélectriques dépendent des débits d'eau des bassins hydrologiques dans lesquels nous exerçons nos activités et des changements dans les tendances hydrologiques, comme les sécheresses, pourraient avoir sur ces centrales une incidence défavorable importante. Les centrales hydroélectriques pourraient également être endommagées par d'importantes inondations. L'énergie éolienne et l'énergie solaire dépendent lourdement des conditions météorologiques et plus particulièrement, du régime des vents et de l'éclairage énergétique, respectivement. La rentabilité d'un parc éolien dépend non seulement du régime des vents observé sur place, lequel est variable par nature, mais aussi de la question de savoir si le régime des vents observé est compatible avec les hypothèses formulées durant la phase de développement du projet ou au moment de l'acquisition du projet en question. De même, les projections de ressources solaires dépendent d'hypothèses portant sur les régimes climatiques, l'ombrage et l'éclairage énergétique, lesquelles sont intrinsèquement incertaines et pourraient ne pas correspondre aux conditions réelles sur place. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos installations hydroélectriques ou dans le régime des vents de nos installations d'énergie éolienne ou encore dans l'éclairage énergétique à nos installations d'énergie solaire pourrait occasionner un changement défavorable dans le volume d'électricité produite, les produits et les flux de trésorerie.

Les changements climatiques peuvent augmenter la fréquence et la violence des conditions météorologiques extrêmes et ils peuvent changer les modèles météorologiques existants d'une manière difficile à prévoir, ce qui pourrait entraîner des perturbations plus fréquentes et importantes de nos installations de production et dans les marchés énergétiques où nous exerçons nos activités. En outre, les besoins énergétiques des consommateurs varient généralement en fonction des conditions météorologiques, soit principalement de la température et de l'humidité. Si les changements climatiques influencent les conditions météorologiques, l'utilisation d'énergie par les consommateurs pourrait fluctuer à la hausse ou à la baisse en fonction de la durée et de l'importance de ces nouvelles conditions météorologiques, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

***L'offre et la demande sur le marché de l'énergie sont caractérisées par une volatilité qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les prix de l'électricité et produire un effet négatif sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.***

Une tranche des de nos produits dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés au sein desquels nous exerçons nos activités. Les prix de gros de l'électricité sont influencés par un certain nombre de facteurs, dont le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire de l'électricité; la gestion de la production et la quantité de puissance installée excédentaire par rapport à la charge dans un marché donné; le coût lié au contrôle des émissions polluantes, dont le coût de l'émission de dioxyde de carbone; la structure du marché de l'électricité; et les conditions météorologiques (comme les températures extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique.

À long terme, des incertitudes persistent quant à la croissance de la demande d'électricité, laquelle est influencée par : la situation macroéconomique, les prix absolus et relatifs de l'énergie ainsi que par l'économie d'énergie et la gestion de la demande. Conséquemment, et du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification des mises hors service de centrales électriques, en partie motivée par les réglementations environnementales, ainsi qu'à l'étendue, à la cadence et à la structure de la capacité de remplacement, ce qui exprime une fois de plus une interaction complexe entre les pressions politico-économiques et les préférences environnementales. Il est donc possible que cette volatilité et cette incertitude sur le marché de l'énergie en général, y compris le marché de l'énergie non renouvelable, produise un effet négatif sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

***À mesure que nos contrats expirent, nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de les remplacer par des conventions comportant des modalités similaires.***

Certaines CAE de notre portefeuille seront assujetties à des négociations de contrats dans l'avenir. Si les prix sont en baisse sur les marchés de l'électricité au moment de ces négociations, cela peut avoir une incidence sur notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou encore sur notre capacité de les renégocier ou de les remplacer selon des modalités que nous jugeons acceptables. En outre, un bassin restreint d'acheteurs potentiels de l'électricité produite par nos installations d'énergie renouvelable dans certains territoires pourrait limiter notre capacité à négocier des modalités favorables aux termes de nouvelles CAE ou de CAE existantes qui sont assujetties à des négociations de contrats. Nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats à leur expiration, et même si nous devons être capables de les renégocier ou de les remplacer ainsi, nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à l'obtention des mêmes prix ou modalités que ceux que nous recevons actuellement. Si nous ne sommes pas en mesure de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou que nous ne sommes pas en mesure d'obtenir des prix correspondant pour le moins au prix actuel que nous recevons, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en souffrir.

***Les progrès de la technologie pourraient réduire ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets.***

La technologie associée à la production d'électricité de sources renouvelables et aux méthodes traditionnelles de production d'électricité est en progrès constant, de sorte que les coûts de production de l'électricité baissent graduellement. Si les progrès technologiques continuent à réduire les coûts de production de l'électricité, l'avantage concurrentiel de nos projets actuels pourrait s'en trouver considérablement réduit, voire éliminé, et nos actifs, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir considérablement.

***Le montant de la production qui n'est pas visée par des engagements contractuels dans notre portefeuille pourrait augmenter.***

Au 31 décembre 2020, une tranche d'environ 84 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des contrats à prix fixe et à long terme conclus avec des cocontractants solvables au cours des cinq prochaines années. En 2019 et en 2020, environ 90 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des engagements contractuels. La partie de notre portefeuille qui n'est pas visée par des engagements contractuels pourrait augmenter graduellement au fil du temps. Nous pouvons vendre à l'occasion de l'électricité en provenance de notre production non visée par des engagements contractuels sur le marché au comptant ou d'autres marchés de l'électricité concurrentiels. Pour ce qui est de ces opérations, le taux de rendement sur nos dépenses en immobilisations au moyen de tarifs prescrits ne nous est pas garanti, et les produits et les résultats d'exploitation sont susceptibles de dépendre, en grande partie, des cours du marché en vigueur. Ces cours du marché peuvent connaître de fortes fluctuations pendant de courtes périodes, ce qui pourrait, dans certains cas, avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

***La rupture d'un barrage pourrait se traduire par une perte de capacité de production et des dommages à l'environnement, à des tiers ou au public, ce qui pourrait nous obliger à engager des capitaux et d'autres ressources considérables et engager sérieusement notre responsabilité.***

La rupture d'un barrage à l'une de nos centrales hydroélectriques ou la rupture des barrages d'autres centrales de production ou encore de barrages exploités par des tiers en amont ou en aval de nos centrales hydroélectriques pourrait se traduire par une perte de capacité de production jusqu'à ce que la rupture ait été réparée. Si la rupture se produit à l'une de nos installations, la réparation de cette rupture pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. Comme il est noté ci-dessus, ces ruptures pourraient également endommager l'environnement ou causer un préjudice à des tiers ou au public, ce qui pourrait engager sérieusement notre responsabilité. La rupture d'un barrage à une centrale de production ou à un barrage exploité par un tiers pourrait entraîner l'adoption de nouveaux règlements dont l'application pourrait se révéler coûteuse et qui pourraient avoir une incidence sur les installations d'Énergie Brookfield. Chaque nouveau règlement pourrait entraîner des dépenses en immobilisations importantes au titre de la conformité et notre position financière pourrait en subir les contrecoups.

***Nous pourrions être exposés à des cas de force majeure.***

La survenance d'un événement important qui entrave la capacité de nos actifs de production de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les situations qui empêchent les clients d'acheter de l'électricité, pourrait nuire considérablement à nos actifs, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie. De plus, les cas de force majeure touchant nos actifs pourraient endommager l'environnement ou causer un préjudice à des tiers ou au public, ce qui pourrait nous soumettre à une lourde responsabilité. Nos actifs de production pourraient être exposés à des conditions météorologiques particulièrement mauvaises, à des catastrophes naturelles, à des épidémies et à ses désastres potentiels. Un assaut ou un acte malveillant de destruction, des cyberattaques, du sabotage ou un acte de terrorisme perpétré à l'endroit de nos actifs de production pourrait également entraver notre capacité de produire ou de vendre de l'électricité. Dans certains cas, il se peut que certains événements ne dispensent pas Énergie Brookfield d'exécuter ses obligations conformément aux ententes avec des tiers et, par conséquent, ils pourraient exposer Énergie Brookfield à des responsabilités. En outre, certains de nos actifs de production sont situés dans des endroits éloignés, ce qui pourrait rendre l'accès difficile pour la réparation des dommages.

***L'évolution de la pandémie de COVID-19 pourrait nuire à nos activités***

La propagation rapide du virus de la COVID-19, dont l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré le 11 mars 2020 qu'elle constituait une pandémie, et les mesures prises à l'échelle mondiale en réponse à la COVID-19, ont perturbé de manière importante les activités commerciales internationales. La pandémie de COVID-19 a amené les gouvernements du monde entier à mettre en place des mesures strictes afin de contenir la propagation du virus, notamment des quarantaines, des protocoles de distanciation sociale, des ordres de « refuge sur place » et de « rester chez soi », des restrictions de voyage, des réductions des activités des entreprises et la fermeture des écoles. Les gouvernements et les banques centrales du monde entier sont intervenus notamment en mettant en place des mesures de relance financières et fiscales afin de contrer les effets de la pandémie de COVID-19; toutefois, la portée globale et l'efficacité à long terme de ces mesures demeurent incertaines. Qui plus est, nos activités dépendent, dans une certaine mesure, de la libre circulation des biens, des services et des capitaux partout dans le monde, circulation qui a été considérablement restreinte en raison de la COVID-19. Nous avons mis en œuvre un plan d'intervention pour assurer le maintien de nos activités malgré l'éclosion du virus, y compris des mesures de sécurité supplémentaires visant notre personnel et des plans d'urgence

visant nos installations. Toutefois, nous pourrions subir dans l'avenir des répercussions directes ou indirectes de la pandémie, y compris des retards dans les projets d'aménagement ou de construction dans le cadre de nos activités, et subir un certain risque que nos cocontractants ne puissent pas respecter leurs obligations.

À la différence de bon nombre d'autres entreprises, à ce jour, nous n'avons pas subi d'impact important sur nos activités, notre situation financière, nos flux de trésorerie ou notre rendement financier. Compte tenu de la nature continue et dynamique des circonstances entourant la pandémie de COVID-19, il est difficile de prévoir l'importance de l'impact de la COVID-19, y compris des mesures prises pour y faire face, sur l'économie mondiale et sur nos activités, ou de connaître la durée probable des perturbations. L'ampleur de ces répercussions dépendra des développements futurs, qui sont très incertains, évoluent rapidement et sont difficiles à prédire, y compris les nouvelles informations qui deviennent disponibles concernant la gravité de la COVID-19 et les mesures additionnelles qui peuvent être prises pour contenir la propagation de la COVID-19 ou traiter ses effets, comme la remise en place de mesures précédemment levées ou la mise en place de restrictions supplémentaires ainsi que le rythme, la disponibilité, la distribution et l'acceptation de vaccins efficaces. Ces développements pourraient avoir un effet défavorable sur nos actifs, nos passifs, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

***Nous sommes assujettis au risque de change, ce qui peut nuire au rendement de nos activités, et notre capacité de gérer ces risques dépend, en partie, de notre capacité à mettre à exécution une stratégie de couverture efficace.***

Une partie importante de nos activités actuelles sont exercées dans des pays où le dollar américain n'est pas la monnaie fonctionnelle. Les entreprises concernées versent des distributions dans d'autres monnaies que le dollar américain, que nous devons convertir en dollars américains avant le versement de ces distributions. Une dépréciation considérable de ces devises, des mesures pouvant être introduites par des gouvernements étrangers pour maîtriser l'inflation ou la déflation, le taux de change ou le contrôle des exportations pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Dans le cadre de notre exposition aux risques de change, nous utilisons des contrats de change à terme et d'autres stratégies pour minimiser le risque de change et rien ne garantit que ces stratégies seront couronnées de succès.

***Les risques liés à la commercialisation de l'énergie peuvent avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.***

Nos activités de commercialisation de l'énergie comprennent l'établissement de positions de négociation dans les marchés de l'énergie en gros et de détail. Dans la mesure où nous concluons des contrats d'achat à terme ou prenons des positions acheteur dans les marchés de l'énergie, un fléchissement des cours du marché pourrait entraîner des pertes en raison d'une baisse de la valeur de ces positions acheteur. En revanche, dans la mesure où nous concluons des contrats de vente à terme ou prenons des positions vendeur, une tendance à la hausse dans les cours du marché pourra nous exposer à des pertes au fur et à mesure que nous essayons de couvrir des positions vendeur grâce à des achats d'énergie dans un marché en hausse.

Nos positions de négociation peuvent être influencées par la volatilité des marchés de l'énergie qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme, autant de facteurs impossibles à prévoir avec certitude. Un mouvement dans les marchés de l'énergie pourrait avoir un effet défavorable sur nos positions, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Même si nous avons recours à de nombreux contrôles de gestion de risque afin de limiter l'exposition découlant des activités de négociation, nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes pourraient être au-delà des paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

***Les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités comportent des risques généraux liés au secteur.***

Actuellement, nous exerçons nos activités dans les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, au Brésil, en Colombie, en Europe et en Asie, chacun de ces marchés étant touché par la concurrence, les prix, l'offre et la demande d'électricité, l'emplacement des lignes de transport servant à l'importation et à l'exportation et l'ensemble de la conjoncture politique, économique et sociale et des politiques s'y rapportant. Nos activités sont également concentrées pour la plupart dans un nombre relativement petit de pays et, par conséquent, sont exposées à des risques précis liés à ces pays (comme les conditions météorologiques, la conjoncture économique locale ou les contextes politiques/réglementaires) qui pourraient avoir sur nous une incidence démesurée. Un déclin généralisé et prolongé de l'économie en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe ou en Asie, ou de l'économie des pays dans lesquels nous exerçons nos activités ou le déploiement d'efforts de conservation soutenus visant à réduire la consommation d'électricité, pourrait réduire la demande d'électricité et, par conséquent, avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

***Nos activités sont exposées aux risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement.***

La propriété, la construction et l'exploitation de nos actifs de production comportent un risque inhérent de responsabilité liée à la santé, à la sécurité et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement pour corriger les conditions non sécuritaires et/ou corriger ou autrement régler une contamination ou des dommages environnementaux. Nous pourrions aussi être assujettis à des pénalités potentielles pour des infractions aux lois touchant la santé, la sécurité et l'environnement, de même qu'à une responsabilité civile potentielle. Dans le cours normal de nos activités, nous engageons des dépenses en immobilisations et d'exploitation pour respecter les lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, pour obtenir et respecter les licences, les permis et les autres approbations, ainsi que pour évaluer et gérer les risques s'y rapportant. Les coûts de la conformité avec de telles lois (et avec toutes lois ou modifications futures adoptées) peuvent augmenter et entraîner des dépenses supplémentaires élevées. Nous pourrions devenir assujettis à des ordonnances, à des enquêtes ou à d'autres poursuites gouvernementales (y compris des actions civiles) portant sur des questions liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement par suite desquelles nos activités pourraient être limitées ou suspendues. La survenance de l'un de ces événements ou tout changement à ces recours ou tout ajout à celles-ci ou leur mise en application plus rigoureuse pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur l'exploitation et occasionner des dépenses supplémentaires élevées. D'autres questions touchant l'environnement, la santé et la sécurité portant sur des matières actuellement connues ou inconnues peuvent occasionner des dépenses imprévues ou entraîner des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements aux activités) pouvant nuire considérablement à notre entreprise et à nos résultats d'exploitation.

***Les contreparties à nos contrats pourraient ne pas respecter leurs obligations.***

Si, pour quelque raison que ce soit, l'un des acheteurs d'électricité aux termes de nos CAE, y compris Brookfield, ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la CAE concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la CAE concernée, nos actifs, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir puisque nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de remplacer la convention par une convention comportant des modalités équivalentes. Des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux CAE ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue. En outre, l'exécution inadéquate par les contreparties de contrats d'exploitation et d'entretien relatifs à certains de nos actifs et investissements pourrait augmenter le risque de défaillances opérationnelles ou mécaniques à ces installations.

***Nous nous fions à des systèmes opérationnels informatisés, qui pourraient nous exposer à des cyberattaques.***

Notre entreprise est titulaire de la technologie de l'information. En outre, nos activités dépendent des services de télécommunication pour surveiller et contrôler à distance nos actifs et se raccorder aux organismes de réglementation, aux marchés de l'énergie de gros et à ses clients. Les systèmes d'information et les systèmes intégrés de partenaires commerciaux clés, y compris des fournisseurs de systèmes de technologies de l'information auxquels nous nous fions, et de certains organismes de réglementation sont également importants dans le cadre de l'exercice de nos activités. En conséquence, nous pourrions être exposés aux risques liés à la cybersécurité ou à d'autres atteintes à la sécurité de la technologie de l'information visant à fournir un accès non autorisé à notre information confidentielle et à celle de nos partenaires commerciaux, à détruire des données ou à mettre hors service, à altérer ou à saboter ces systèmes au moyen de virus informatiques, de courriels frauduleux, de cyberattaques ou par d'autres moyens, et ces atteintes à la sécurité pourraient provenir de diverses sources, y compris de nos propres employés ou de tiers inconnus. Rien ne garantit que les mesures mises en œuvre pour assurer l'intégrité de ces systèmes offriront une protection adéquate et ces atteintes à la sécurité de notre technologie de l'information pourraient passer inaperçues pendant un certain temps. En cas de violation de nos mesures de cybersécurité, ou de panne ou de défaillance de nos systèmes opérationnels informatisés, ou des systèmes associés de réserve ou de stockage des données, certaines pourraient être perturbées et pourrions, entre autres, subir une perte financière ou une perte d'occasions d'affaires, être victimes de l'appropriation induue ou de la publication non autorisée de renseignements confidentiels ou personnels, nos systèmes et les systèmes de ceux avec qui nous faisons affaire pourraient subir des dommages, nous pourrions nous rendre passibles de violation des lois sur la protection des renseignements personnels et d'autres lois, nous pourrions être impliqués dans des litiges, nous pourrions subir des sanctions réglementaires, subir des coûts de remise en état et faire face à l'augmentation des coûts d'entretien de nos systèmes. Par exemple, le Règlement général européen sur la protection des données, entré en vigueur en mai 2018, prévoit des exigences opérationnelles strictes pour les entités traitant des données à caractère personnel et des peines sévères en cas de non-respect. Les brèches de cybersécurité ou les défaillances de nos systèmes des technologies de l'information pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, la présentation de l'information, notre situation financière et nos résultats d'exploitation, et ultimement nuire à notre réputation.

**Risques liés au financement**

***Notre capacité de financer nos activités est assujettie à différents risques liés à l'état des marchés financiers.***

Nous nous attendons à ce que les acquisitions futures, l'aménagement et la construction de nouvelles installations et autres dépenses en immobilisations soient financées directement à partir de l'encaisse générée par nos activités, la récupération de capital, des dettes et d'éventuelles émissions de titres de capitaux propres. La totalité de notre structure organisationnelle fait appel à des dettes qui devront être remplacées à l'occasion : BEP, BRELP et les entités de portefeuille ont des dettes d'entreprise, et bon nombre d'entités en exploitation ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités (lesquelles sont sans recours envers BEP). Notre capacité à obtenir du financement par emprunt ou par titres de capitaux propres pour financer notre croissance, et notre capacité à refinancer nos dettes existantes dépendent, notamment, de l'état général des marchés financiers (ainsi que de la conjoncture des marchés locaux, particulièrement en ce qui concerne les financements sans recours), du rendement d'exploitation continu de nos actifs, des prix futurs de l'électricité, du niveau des taux d'intérêt futurs et de l'évaluation, par les prêteurs et investisseurs, de notre risque lié au crédit, des conditions des marchés financiers ainsi que de l'intérêt des investisseurs à l'égard de placements dans des actifs du secteur de l'énergie renouvelable et des actifs d'infrastructures en général, de même que dans les titres d'Énergie Brookfield plus particulièrement. En outre, les contrats de financement d'Énergie Brookfield contiennent des modalités qui limitent notre capacité à rembourser nos dettes avant l'échéance sans engager de pénalités, ce qui peut limiter notre capacité à réunir du capital et du financement selon des modalités favorables. Dans la mesure où les sources externes de capital deviennent limitées, ne sont pas accessibles ou ne peuvent être obtenues qu'à prix élevé, notre capacité à financer des acquisitions et à effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires pour la construction de nouvelles installations ou l'entretien des installations existantes sera compromise et, de ce fait, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en subir les contrecoups.

***Nous sommes assujettis à des restrictions opérationnelles et financières en raison de nos engagements que renferment certains de nos contrats de prêt et accords de sûreté.***

Énergie Brookfield est assujettie à des restrictions opérationnelles et financières en raison des engagements que renferment nos contrats de prêt, de paiement et de sûreté. Ces restrictions nous interdisent d'effectuer, notamment, les opérations suivantes, ou limitent notre capacité de le faire : contracter des dettes supplémentaires, fournir des cautionnements pour une dette, accorder des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, disposer d'actifs, procéder à une liquidation, à une dissolution, à une fusion ou à un regroupement ou procéder à une réorganisation de l'entreprise ou à une refonte du capital, déclarer des distributions, émettre des titres de capitaux propres et créer des filiales. Une clause restrictive financière incluse dans nos obligations et nos facilités de crédit bancaire d'entreprise de notre groupe limite notre endettement global à un pourcentage de notre structure du capital totale, une restriction qui pourrait limiter notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire, de résister à une baisse de nos affaires et de tirer parti d'occasions d'affaires et de développement. Si nous contrevenons à ces clauses restrictives, nos facilités de crédit peuvent être résiliées ou devenir exigibles, et ces événements pourraient entraîner la détérioration de notre note de crédit de notre groupe, et, assujettir Énergie Brookfield à des taux d'intérêt et à des frais de financement plus élevés. À l'occasion, nous faisons également l'acquisition d'entreprises et d'actifs dont les titres de créance sont en défaut. Nous pourrions aussi être tenus d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant plus de clauses restrictives, exigeant des remboursements plus rapidement ou imposant d'autres obligations qui limitent notre capacité de faire croître notre entreprise, d'acquérir des actifs requis ou de prendre d'autres mesures que nous pourrions juger appropriées et souhaitables.

***La révision de nos notes pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur notre capacité à mobiliser des capitaux.***

Nous ne pouvons pas garantir qu'une note qui a été attribuée à Énergie Brookfield ou qui a été attribuée à l'une de nos filiales d'exploitation ou aux titres de créance de ces filiales demeurera valide pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas révisée à la baisse ou retirée complètement par l'agence de notation applicable. La révision à la baisse ou le retrait d'une note pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur notre capacité à mobiliser des capitaux.

#### **Risques liés à notre stratégie de croissance**

***Nous pourrions ne pas être en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions de placement ni de réaliser ces opérations comme nous l'avions prévu.***

Notre stratégie pour ce qui est d'accroître la valeur pour nos porteurs de parts consiste à tenter d'acquérir ou de mettre en valeur des actifs et des entreprises de qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés redressés en fonction du risque sur notre capital investi. Toutefois, il n'est pas certain que nous serons en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions de placement ni de réaliser des opérations répondant à nos critères de placement. Ces critères de placement sont axés, notamment, sur les avantages liés à la solidité financière, à l'exploitation, à la gouvernance et à la pertinence stratégique d'une acquisition proposée, y compris le fait que nous prévoyons qu'elle atteindra notre objectif de rendement minimal et, par conséquent, il n'est pas certain que nous serons en mesure de développer davantage notre entreprise en réalisant des acquisitions ou en mettant en valeur des actifs à des rendements avantageux. La concurrence pour de tels actifs est considérable, et celle que nous livrent d'autres investisseurs ou sociétés disposant d'importantes ressources financières peut entraîner une hausse significative du prix d'achat ou nous empêcher de procéder à une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères de placement et que nos concurrents pourraient décider de saisir. De plus, nos initiatives de croissance pourraient être assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tierce partie, les approbations des autorités de réglementation (notamment, des autorités en matière de concurrence), et d'autres approbations ou actions de tierce partie qui sont hors de notre contrôle. Si la totalité ou certaines de nos initiatives de croissance ne peuvent être réalisées selon les modalités convenues, nous pourrions devoir reporter certaines acquisitions ou y renoncer dans leur ensemble. Si ces initiatives génèrent des rendements inférieurs aux prévisions, nous pourrions également ne pas en être en mesure d'atteindre nos objectifs en matière de croissance de nos distributions, et il est possible que la valeur marchande de nos parts baisse.

***La réalisation de nouvelles acquisitions peut considérablement augmenter l'ampleur et la portée de nos activités, y compris les activités dans de nouvelles zones géographiques et de nouveaux secteurs de l'industrie, et les fournisseurs de services pourraient avoir de la difficulté à gérer ces nouvelles activités. De plus, les acquisitions présentent des risques pour nos activités.***

Une partie-clé de notre stratégie comprendra la recherche d'occasions d'acquisitions sur recommandation de Brookfield et l'attribution de ces occasions à nous. Les acquisitions peuvent augmenter l'ampleur, la portée et la diversité des entreprises en exploitation de notre société. Nous dépendons de la diligence et de la compétence des spécialistes de Brookfield et de nos spécialistes pour assurer une gestion efficace d'Énergie Brookfield, y compris pour intégrer les entreprises acquises à nos activités actuelles. Ces personnes pourraient avoir de la difficulté à gérer les entreprises acquises additionnelles et pourraient avoir d'autres responsabilités à assumer au sein des activités de gestion d'actifs de Brookfield. Une gestion et une intégration inefficaces de ces entreprises acquises pourraient avoir une incidence défavorable sur notre entreprise actuelle, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les acquisitions futures entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait avoir une conséquence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la difficulté d'intégrer les activités acquises et le personnel à nos activités actuelles; l'interruption éventuelle de nos activités actuelles; la diversion des ressources, notamment le temps et l'attention de Brookfield; la difficulté de gérer la croissance d'une organisation de plus grande envergure; le risque d'entrer dans des marchés dans lesquels nous avons peu d'expérience; le risque d'être partie à des conflits ou des litiges de travail, commerciaux ou réglementaires relativement à la nouvelle entreprise (se reporter à la rubrique 4.B « Aperçu des activités — Instances gouvernementales, poursuites et arbitrage — Réclamation liée à l'acquisition de First Wind par TerraForm Power »); le risque de responsabilité en matière d'environnement ou d'autres responsabilités liées aux activités acquises; et le risque d'un changement de contrôle découlant de l'acquisition de droits en cas d'événement déclencheur auprès d'une tierce partie ou d'organismes gouvernementaux aux termes de contrats conclus par les unités d'exploitation acquises ou d'autorisations détenues par celle-ci. Bien que nous ayons l'habitude d'effectuer un contrôle diligent rigoureux des entreprises faisant l'objet d'une acquisition, il est possible que ce contrôle diligent ne réussisse pas à découvrir tous les risques importants liés à l'entreprise acquise ou à repérer une clause qui déclenche un changement de contrôle dans un contrat important ou une autorisation importante ou qu'un cocontractant ou un organisme gouvernemental puisse avoir une vision différente de l'interprétation faite par Énergie Brookfield d'une telle disposition, ce qui pourrait entraîner un différend. La découverte de passifs importants après une acquisition, de même que le fait qu'une acquisition ne donne pas les résultats attendus, pourraient avoir des conséquences défavorables notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. De plus, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avons prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avons envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos titres pourrait chuter.

***Plusieurs facteurs peuvent influencer sur notre capacité de développer les sites existants, de rééquiper les projets existants et de trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets d'énergie.***

Notre capacité de réaliser nos plans de croissance visant le développement de projets dépend de notre aptitude à développer les sites existants, à rééquiper les projets existants dont la fin de la durée de vie utile est proche et à trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets viables. Afin de conserver un permis de développement, il est souvent nécessaire de prendre des mesures de développement précises. Le développement efficace de projets d'énergie renouvelable dépend habituellement de divers facteurs, dont la capacité de trouver un site intéressant à des conditions raisonnables ou de pouvoir renouveler nos droits à son égard, le plus souvent suivant de longues négociations et/ou de processus d'appel d'offres; la mesure précise de l'accessibilité des ressources à des niveaux estimés économiquement intéressants pour poursuivre le développement du projet; la capacité d'obtenir ou de renouveler les approbations, les licences et les permis; l'acceptation de ces projets de développement par les parties prenantes, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones; la capacité d'obtenir l'accès à l'interconnexion de transport ou des ententes en ce sens; la capacité d'intégrer de nouveaux projets ou technologies au sein d'actifs existants avec succès; la capacité d'engager une main-d'œuvre appropriée, et d'obtenir du matériel et des services de construction selon des modalités acceptables; la capacité d'attirer du financement pour la construction d'un projet; et la capacité d'obtenir une CAE à long terme ou un autre contrat de vente selon des modalités raisonnables. Chacun de ces facteurs peut être crucial lors d'une décision à savoir si un projet d'aménagement particulier peut éventuellement convenir ou non à la construction. Si l'un des éléments précités n'est pas réalisé, le développement et la construction d'un projet peuvent être entravés. En pareil cas, nous pourrions perdre tous nos investissements dans les frais de développement et devoir radier les actifs liés au développement de projets.

Les projets de développement peuvent également avoir besoin de grandes zones de terrains sur lesquels seront effectuées la construction et l'exploitation des nouveaux projets. Les droits d'utilisation des terrains peuvent être obtenus au moyen de titres francs, de baux ou d'autres droits d'utilisation. De plus, différents territoires ont adopté différents systèmes de titres fonciers et dans certains de ceux-ci, il pourrait ne pas être possible de déterminer avec certitude qui détient le droit légal de conclure des ententes relatives au régime foncier avec le propriétaire des actifs ni d'obtenir le consentement de tous les propriétaires fonciers. Un gouvernement, un tribunal, une autorité de réglementation, un groupe autochtone, un propriétaire foncier ou une autre partie prenante peut prendre une décision ou prendre des mesures qui ont des répercussions défavorables sur le développement d'un projet ou sur la demande pour ses services. Par exemple, une autorité de réglementation pourrait restreindre notre accès à un actif ou pourrait exiger que nous donnions accès à des tiers. La restriction ou la réduction de nos droits à l'égard d'un actif par un organisme de réglementation ou autrement peut avoir une incidence négative sur le succès de nos projets.

***Notre capacité à développer de nouveaux projets d'énergie présente des risques liés à la construction et des risques liés aux arrangements que nous concluons avec des collectivités et des partenaires de coentreprise.***

Notre capacité à développer un projet fructueux sur le plan économique dépend, qu'il s'agisse d'un nouveau projet ou d'un projet de rééquipement, notamment, de notre aptitude à construire un projet particulier dans les délais requis et selon le budget. La construction et l'aménagement d'installations de production présentent des risques sur le plan de l'environnement, de l'ingénierie et de la construction, qui pourraient entraîner des dépassements de coûts, des retards et un rendement réduit. Les divers facteurs qui pourraient occasionner ces retards, ces dépassements de coûts ou ce rendement réduit incluent, notamment, des modifications à la législation locale ou des difficultés liées à l'obtention de permis, de droits de passage ou d'approbations, les modifications apportées aux exigences techniques et de conception, les coûts de construction supérieurs aux coûts estimatifs pour diverses raisons, notamment des erreurs techniques et de planification, des dépassements imprévus des estimations des coûts des matières premières, des composantes, de l'équipement ou de la main-d'œuvre, ou l'incapacité de les réaliser adéquatement ou de les obtenir en temps opportun, des problèmes qui n'avaient pas été prévus lors du démarrage du projet, le rendement des entrepreneurs, l'insolvabilité de l'entrepreneur principal, d'un sous-traitant important et/ou d'un fournisseur de matériel clé, les conflits de travail, les conditions météorologiques défavorables, des défauts de conception, d'ingénierie ou de construction (notamment un vice caché qui n'est pas révélé pendant la période de garantie ou de restriction applicable) et des modifications apportées aux projets. Un retard par rapport au calendrier d'achèvement du projet peut entraîner une hausse du montant total des coûts de construction du projet en raison d'une augmentation des charges d'intérêt capitalisées ainsi que des frais de main-d'œuvre additionnels et autres frais, et un retard dans le calendrier de réalisation des flux de trésorerie. De plus, ces événements inattendus pourraient entraîner une hausse des coûts du service de la dette, des frais d'exploitation et d'entretien et des dommages-intérêts en cas de livraison tardive ou l'omission d'atteindre les niveaux de production convenus. Ces hausses pourraient également entraîner l'incapacité de respecter les obligations accrues en matière de versement d'intérêt et de remboursement de capital par suite de la hausse de la dette. De longs retards pourraient également faire en sorte qu'un projet donné cesse de respecter d'autres modalités d'une entente de financement de construction applicable.

De plus, nous concluons différents types d'arrangements avec les collectivités et les partenaires de coentreprise, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones, pour le développement des projets. Dans certaines circonstances, nous pouvons être tenus d'aviser et de consulter certaines parties prenantes comme les peuples autochtones, les propriétaires fonciers et/ou les municipalités et d'obtenir leur consentement. Dans certains territoires où nous avons des projets d'énergie nouveaux, il est possible de réclamer des droits autochtones sur les terrains et l'existence d'une déclaration de titre de propriété autochtone peut influencer sur les activités futures de nos projets et avoir une influence sur leurs activités, leur situation financière et leurs résultats d'exploitation. Au Canada, par exemple, les tribunaux ont reconnu que les peuples autochtones pouvaient posséder des droits protégés par la constitution relativement aux terrains utilisés ou occupés par leurs ancêtres en l'absence de traités visant ces droits. Certaines de ces collectivités et certains partenaires de coentreprise peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs différents des nôtres ou même être en conflit avec nos objectifs. De telles divergences pourraient nuire à la réussite de nos projets.

***Une partie importante de nos activités actuelles et des actifs connexes sont assujettis à des lois et à des règlements étrangers et nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à des lois ou règlements étrangers dont l'application est plus onéreuse ou incertaine que celle des lois et règlements auxquels nous sommes actuellement assujettis.***

Une partie importante de nos activités actuelles et des actifs connexes se trouvent au Brésil, en Colombie, en Europe et en Asie et nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés étrangers qui sont régis par des gouvernements et des autorités de réglementation à l'étranger et assujettis à des lois étrangères. Les lois ou règlements étrangers peuvent ne pas prévoir le même type de certitude juridique et de droits prévus par la loi relativement à leurs liens contractuels dans de tels pays, que ceux accordés aux projets, par exemple aux États-Unis, ce qui pourrait nuire à leur capacité de générer des produits ou de faire valoir leurs droits à l'égard de leurs activités à l'étranger. En outre, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter notre capacité de détenir une participation majoritaire dans certains projets que nous pourrions développer ou acquérir, limitant ainsi notre capacité de contrôler le développement, la construction et l'exploitation de ces projets. Toutes les activités existantes ou nouvelles peuvent être soumises à d'importants risques politiques, économiques et financiers, qui varient selon les pays, et peuvent comprendre les éléments suivants : i) des changements dans les politiques, y compris les politiques protectionnistes, ou les membres du gouvernement; ii) des changements dans la conjoncture générale; iii) des restrictions quant au transfert ou à la conversion des devises; iv) des changements dans les relations de travail; v) une instabilité politique et de l'agitation civile; vi) des changements réglementaires ou autres sur le marché local de l'électricité; vii) des marchés financiers moins développés ou moins efficaces qu'en Amérique du Nord; viii) l'absence de normes, de pratiques et d'exigences uniformes en matière d'information financière d'audit et de comptabilité; ix) moins de supervision et de réglementation gouvernementale; x) un environnement juridique ou réglementaire moins élaboré; xi) une exposition accrue au risque de corruption; xii) une hostilité politique envers les placements faits par des investisseurs étrangers; xiii) une moins grande disponibilité des renseignements pour le public à l'égard des entreprises; xiv) l'incidence négative de taux d'inflation plus élevés ou moins élevés; xv) des coûts de transaction plus élevés; xvi) les difficultés à faire respecter des obligations contractuelles, la violation ou la répudiation d'engagements contractuels importants par les entités gouvernementales, ainsi que l'expropriation et la confiscation d'actifs ou d'installations pour un montant inférieur à leur juste valeur marchande; et xvii) une protection restreinte pour les investisseurs.

#### **Autres risques liés à Énergie Brookfield**

***Nous ne sommes pas, et n'avons pas l'intention de devenir, réglementés à titre de société de placement en vertu de la Loi de 1940 (et de lois similaires dans d'autres territoires) et, si nous étions réputés une « société de placement » (investment company) en vertu de la Loi de 1940, des restrictions applicables pourraient nous empêcher de poursuivre nos activités tel que prévu.***

La Loi de 1940 (et des lois similaires dans d'autres territoires) prévoit certaines protections pour les investisseurs et impose certaines restrictions aux sociétés qui doivent être réglementées à titre de sociétés de placement. Entre autres, ces règles limitent ou interdisent les opérations avec des sociétés membres du même groupe, prévoient des limitations sur l'émission de titres de créance et de titres de capitaux propres et imposent certaines exigences en matière de gouvernance. Nous ne sommes pas et nous n'avons pas l'intention de devenir réglementés à titre de société de placement; nous avons l'intention de poursuivre nos activités de manière à ne pas être réputés constituer une société de placement en vertu de la Loi de 1940 (et de lois similaires dans d'autres territoires). Afin de faire en sorte que nous ne soyons pas considérés comme une société de placement, il est possible que nous devions restreindre ou limiter de manière considérable l'étendue de nos activités ou de nos plans. Les types d'acquisitions que nous pouvons et pourrions réaliser seront limités, et nous pourrions devoir modifier notre structure organisationnelle ou disposer d'actifs dont nous ne disposerions pas autrement. De plus, si, par suite d'un événement quelconque, nous étions réputés constituer une société de placement en vertu de la Loi de 1940, il nous serait impossible de poursuivre nos activités comme il est envisagé. Le cas échéant, les conventions et les arrangements conclus entre Énergie Brookfield et Brookfield seraient compromis, la nature et le nombre d'acquisitions que nous serions en mesure de réaliser pour notre compte seraient limités et nos activités, notre situation financière ainsi que nos résultats d'exploitation seraient grandement compromis. Par conséquent, nous serions tenus de prendre des mesures extraordinaires afin de redresser la situation, telles que modifier ou résilier la convention-cadre de services, restructurer Énergie Brookfield et nos filiales d'exploitation, modifier nos documents constitutifs ou liquider BEP, n'importe lequel de ces événements pouvant avoir une incidence défavorable importante sur la valeur des parts de société en commandite.

## **Risques liés à notre relation avec Brookfield**

***Brookfield exerce une influence considérable sur Énergie Brookfield et nous sommes hautement tributaires des fournisseurs de services.***

Une filiale de Brookfield Asset Management est le seul actionnaire du commandité gestionnaire. Comme Brookfield est propriétaire du commandité gestionnaire, elle est en mesure de contrôler la nomination et la destitution des administrateurs du commandité gestionnaire et, par conséquent, d'exercer une influence considérable sur Énergie Brookfield. De plus, BEP détient sa participation dans les entités en exploitation indirectement par l'intermédiaire de BRELP et détiendra les acquisitions futures indirectement par l'intermédiaire de BRELP, dont le commandité appartient indirectement à Brookfield. Puisque le seul actif considérable de BEP est constitué des participations de société en commandite qu'elle détient dans BRELP, exception faite des droits futurs aux termes de la convention de vote, BEP n'a pas le droit de participer directement à la gestion ou aux activités de BRELP ou des entités de portefeuille, y compris en ce qui concerne la prise de décisions (bien qu'elle ait le droit de destituer et de remplacer BRELP GP LP).

BEP et BRELP dépendent des services de gestion et d'administration fournis aux termes de notre convention-cadre de services par le fournisseur de services ou selon ses directives. Le personnel et le personnel de soutien de Brookfield qui nous fournissent des services aux termes de notre convention-cadre de services ne sont pas tenus d'assurer, comme responsabilité principale, la gestion et l'administration de BEP ou de BRELP, ni d'agir exclusivement pour n'importe quelle d'entre nous, et notre convention-cadre de services n'exige pas que des personnes précises soient fournies par Brookfield ou BEP. Le défaut de gérer efficacement nos activités actuelles ou de mettre en œuvre notre stratégie pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Notre convention-cadre de services demeure en vigueur à perpétuité, jusqu'à ce qu'il y soit mis fin conformément à ses modalités.

***Le départ de certains professionnels de Brookfield ou de la totalité de ceux-ci pourrait nous empêcher d'atteindre nos objectifs.***

Nous dépendons de la diligence, des compétences et des relations d'affaires des professionnels de Brookfield, de même que des renseignements qu'ils obtiennent et des occasions qu'ils trouvent dans le cours normal des activités. Notre succès futur dépendra du service continu de ces personnes, qui ne sont pas tenues de demeurer employées par Brookfield. Brookfield a connu certains départs de professionnels dans le passé et pourrait en connaître d'autres dans l'avenir et nous ne pouvons pas prévoir l'incidence de ces départs sur notre capacité d'atteindre nos objectifs. Le départ d'un nombre important de professionnels de Brookfield pour quelque raison que ce soit, ainsi que l'incapacité à nommer des remplaçants qualifiés ou efficaces dans l'éventualité de tels départs, pourraient avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'atteindre nos objectifs. La convention de société en commandite modifiée et reformulée de BEP et notre convention-cadre de services n'obligent pas Brookfield à maintenir l'emploi de certains de ses professionnels, ni à prendre les dispositions nécessaires pour que certains professionnels assurent la prestation de services pour nous ou pour notre compte.

## **PARTIE 8 – ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES**

Les états financiers consolidés annuels audités sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles il faut poser 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 annuels 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, et 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, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, de la volatilité des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque ». 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.

### **ESTIMATIONS CRITIQUES**

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

#### **i) Immobilisations corporelles**

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », de nos états financiers consolidés annuels audités. La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour de plus amples informations, se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles », de nos états financiers consolidés annuels audités.

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

## ii) Instruments financiers

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

## iii) Impôt différé

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

## JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

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

### i) Préparation des états financiers consolidés

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

### ii) Transactions sous contrôle commun

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »), et la direction a donc exercé son jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions. La direction a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude, selon IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* (« IAS 8 »). Par conséquent, les états financiers consolidés comprennent les actifs et les passifs acquis à la valeur comptable précédente dans les états financiers de la société regroupée. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

### iii) Immobilisations corporelles

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

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

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

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2026 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2028 en Colombie, d'ici 2023 en Europe et d'ici 2024 au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales d'énergie renouvelable pour établir les prix de l'électricité provenant de sources renouvelables générée par des centrales hydroélectriques, solaires et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout compris de nouvelles centrales.

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

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

#### **iv) Instruments financiers**

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

#### **v) Impôt différé**

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

## NOUVELLES NORMES COMPTABLES

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

## MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

### Modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 en ce qui concerne les informations à fournir

La réforme des taux interbancaires offerts (« TIO ») s'entend de la réforme à l'échelle mondiale des taux d'intérêt de référence, qui comprend le remplacement de TIO précisés par des taux de référence alternatifs. Il est actuellement prévu que le taux Secured Overnight Financing Rate (« SOFR ») remplacera le TIOL en dollars américains, que le taux Sterling Overnight Index Average (« SONIA ») remplacera le TIOL en livres sterling et que le taux en euros à court terme (« €STR ») remplacera l'EURIBOR. Énergie Brookfield a adopté le 1<sup>er</sup> octobre 2019, soit avant sa date d'entrée en vigueur obligatoire, les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 découlant de la réforme des taux d'intérêt de référence (« modifications issues de la phase I »), qui ont été publiées en septembre 2019. Les modifications issues de la phase I ont permis de dissiper les éléments d'incertitude qui auraient pu se présenter dans la préparation à la transition. Les modifications issues de la phase I ont été appliquées de manière rétrospective aux relations de couverture en vigueur au début de la période considérée ou désignées ultérieurement, et au montant cumulé dans la réserve de couverture de flux de trésorerie à cette date.

Les modifications issues de la phase I consentent une exception temporaire à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture pour les relations de couverture d'Énergie Brookfield qui sont directement touchées par la réforme des TIO, soit principalement le TIOL en dollars américains, le TIOL en livres sterling et l'EURIBOR. Grâce à cette exception, Énergie Brookfield ne devrait pas être tenue de mettre fin à des relations de couverture uniquement en raison de l'incertitude engendrée par la réforme des TIO. Au moment d'évaluer si une couverture sera hautement efficace de manière prospective, Énergie Brookfield peut supposer que les taux d'intérêt de référence liés à ses couvertures ne sont généralement pas modifiés par la réforme des TIO. Ces exceptions cessent de s'appliquer à un élément couvert ou à un instrument de couverture, le cas échéant, dès que se présente l'une ou l'autre des situations suivantes : i) l'incertitude rattachée à la réforme des TIO est levée quant à l'échéance et au montant des flux de trésorerie futurs qui sont fondés sur un taux d'intérêt de référence et ii) la relation de couverture prend fin. Les modifications issues de la phase I n'ont aucune incidence sur Énergie Brookfield puisqu'elles lui permettent de continuer d'utiliser la comptabilité de couverture pour ses relations de couverture désignées antérieurement.

### 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<sup>er</sup> 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. Les modifications issues de la phase II 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 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 d'IAS 1 – Présentation des états financiers (« 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<sup>er</sup> janvier 2023. 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.

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 411 milliards COP (111 millions \$) en vue d'acquérir un portefeuille hydroélectrique en Colombie d'une puissance de 40 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 24 %.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 153 milliards COP (41 millions \$) en vue d'acquérir un portefeuille de projets de développement d'énergie solaire en Colombie d'une puissance de 38 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 24 %.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'achat d'une participation de 23 % dans Polenergia, entreprise de production d'énergie renouvelable d'envergure en Pologne, relativement à son offre publique d'achat annoncée précédemment avec l'actionnaire majoritaire actuel de Polenergia, à un coût approximatif de 175 millions \$ (coût net de 44 millions \$ pour Énergie Brookfield, pour un participation de 6 %). La participation d'Énergie Brookfield dans la société, de concert avec ses partenaires institutionnels et l'actionnaire majoritaire actuel de Polenergia, devrait s'élever à 75 %.

# **PARTIE 9 – 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 de l'exercice, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. La production sur une base comparable se rapporte à la production générée par des actifs qui étaient détenus au cours des deux périodes présentées. Pour ce qui est de la Colombie, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Le secteur Transition énergétique comprend la production des centrales de production décentralisées, 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 réalisée sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 20 ans. 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 centrales de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et en Asie. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 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 segmentées par 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 segmentées par secteur géographique (notamment Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre société.

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel ont été révisés au cours de l'exercice pour tenir compte des activités du secteur Transition énergétique d'Énergie Brookfield. Le secteur Transition énergétique se compose d'un portefeuille d'actifs multitechnologiques et de placements sur lequel repose la stratégie globale de décarbonation des réseaux d'électricité partout dans le monde. L'information financière des secteurs opérationnels des périodes précédentes a été retraitée pour présenter les résultats correspondant au secteur Transition énergétique.

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

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 »); et iii) les fonds provenant des activités.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. Nous fournissons ci-après de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités. Nous fournissons également le rapprochement du résultat net. Se reporter à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et à la « PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles et annuelles – 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 exerce un contrôle conjoint sur la centrale en question.

## Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour notre 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 et aux porteurs de parts de société en commandite privilégiées 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 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. Pour ses états financiers consolidés, Énergie Brookfield utilise le modèle de la réévaluation conformément à IAS 16, *Immobilisations corporelles*, selon lequel l'amortissement est établi à partir d'un montant réévalué, ce qui réduit le caractère comparable avec nos pairs qui ne présentent pas leurs résultats selon les IFRS publiées par l'IASB ou qui n'ont pas adopté le modèle de la réévaluation pour évaluer les immobilisations corporelles. La direction ajoute l'impôt différé, car, à son avis, cet élément 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 revenant à Énergie Brookfield de son capital investi dans un placement donné. Analysée avec le BAIIA ajusté au prorata, la dette au prorata devrait fournir de l'information utile quant à la façon dont Énergie Brookfield a financé les actifs de ses activités. La direction est d'avis que l'information financière au prorata, lorsqu'elle est lue avec les résultats présentés selon les IFRS d'Énergie Brookfield, y compris la dette consolidée, offre une évaluation plus utile de la performance des activités d'Énergie Brookfield et de la gestion du capital. En tant qu'outil analytique, la présentation de la dette au prorata comporte des limites, notamment :

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

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

## PARTIE 10 – MISE EN GARDE

### MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

*Le présent rapport 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 comprennent, sans toutefois s'y limiter, la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, notre performance financière prévue, la future mise en service d'actifs, le portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions et de cessions, 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, la diversification de la base d'actionnaires, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, nos perspectives de croissance future et notre profil de distribution, notre accès aux capitaux ainsi que les dividendes et distributions futurs versés aux porteurs de parts de société en commandite et d'actions échangeables de BEPC. 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 », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront » ou « pourraient » 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 soient fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons garantir que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance indue 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; 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 cotes de crédit; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les transactions; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de nos opérations ou de nos 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 liés aux arrangements que nous concluons avec les collectivités et les entrepreneurs; 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; les pandémies ou épidémies, y compris les risques relatifs à la pandémie mondiale de COVID-19, ainsi que le ralentissement mondial du commerce et des voyages et l'importante volatilité des marchés boursiers mondiaux qui y sont associés, ce qui pourrait entraîner une diminution des flux de trésorerie, des pertes de valeur et des réévaluations de nos placements et de nos actifs; 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 et émissions futures de nos parts de BEP, parts privilégiées ou titres échangeables contre des parts de BEP, 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 BEP, des parts privilégiées ou des actions échangeables de BEPC; 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; notre manque de moyens distincts de générer des revenus; 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 notre intérêt ou de celui de nos porteurs de parts; la gravité, la durée et la propagation de la COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects que peut avoir le virus; l'impact plus vaste des changements climatiques; la défaillance de nos systèmes technologiques; le fait d'être partie à des litiges et autres différends et de faire l'objet d'enquêtes par des organismes réglementaires et gouvernementaux; les variations du cours des parts de BEP et des actions échangeables de BEPC ainsi que les autres facteurs décrits dans notre rapport annuel sur formulaire 20-F.

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, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour de plus amples renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre rapport annuel sur formulaire 20-F et tout autre risque et facteur décrits dans ce formulaire.

## **MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS**

*Le présent rapport comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et aux fonds provenant des activités par part 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 le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités ou les fonds provenant des activités par part 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 des rapprochements du BAIIA ajusté, des fonds provenant des activités et des fonds provenant des activités par part avec le résultat net. Nous présentons également, à la note 7, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés annuels audités, un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités par rapport au résultat net.*

## RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

### Responsabilité de la direction pour les états financiers

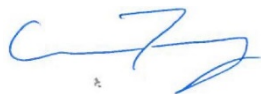
Les états financiers consolidés ci-joints ont été préparés par la direction de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield »), à qui il incombe d'en assurer l'intégrité, l'uniformité, l'objectivité et la fiabilité. Pour assumer cette responsabilité, Énergie Brookfield applique des politiques, des procédures et des systèmes de contrôle interne visant à assurer que ses pratiques de présentation de l'information et que ses méthodes comptables et procédures administratives sont adéquates de manière à fournir un haut degré de certitude permettant de produire une information financière pertinente et fiable, et de veiller à la protection des actifs. Ces contrôles comprennent le choix judicieux et une formation soignée des membres du personnel, l'établissement de domaines de responsabilité bien définis, l'obligation de rendre compte sur le rendement et une communication à l'échelle de la société des politiques et du code de conduite.

Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et, le cas échéant, reflètent les estimations fondées sur le jugement de la direction.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., experts-comptables indépendants inscrits qui ont été désignés par les administrateurs du commandité d'Énergie Brookfield, a effectué l'audit des états financiers consolidés selon les normes du Public Company Accounting Oversight Board (aux États-Unis) pour qu'elle puisse donner aux porteurs de parts son opinion sur les états financiers consolidés. Son rapport explique l'étendue de son audit et exprime son opinion sur les états financiers consolidés.

Les états financiers consolidés ont été revus, puis approuvés par le conseil d'administration du commandité d'Énergie Brookfield par l'entremise de son comité d'audit, lequel est composé d'administrateurs qui ne sont pas membres de la direction ou du personnel d'Énergie Brookfield. Le comité d'audit, dont les membres rencontrent les auditeurs et la direction pour revoir les activités de chacun et en faire rapport au conseil d'administration, encadre les responsabilités de la direction liées à la présentation de l'information financière et aux systèmes de contrôle interne. Les auditeurs ont un accès libre et direct au comité d'audit et s'entretiennent périodiquement avec ses membres, à la fois en présence et en l'absence de la direction, pour discuter des constatations de l'audit et d'autres faits établis.

Chef de la direction,



Connor Teskey

Le 26 février 2021

Chef de la direction des finances,



Wyatt Hartley

## RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited (commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.) et aux associés de Brookfield Renewable Partners L.P.

### Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield » ou la « société en commandite »), aux 31 décembre 2020 et 2019, et des comptes consolidés de résultat, des états consolidés du résultat global, des états consolidés des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2020, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »).

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Énergie Brookfield aux 31 décembre 2020 et 2019, de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2020, conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (« PCAOB »), le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2020, selon les critères établis dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« le cadre de 2013 »), et notre rapport daté du 26 février 2021 exprime une opinion sans réserve à son égard.

### Changement concernant l'entité présentant l'information financière

Comme il est mentionné à la note 1 c) iii) des états financiers consolidés, la société en commandite a présenté de façon rétrospective la transaction sous contrôle commun réalisée avec TerraForm Power le 31 juillet 2020 qui a été comptabilisée selon la méthode de la mise en commun d'intérêts.

### Adoption de nouvelles normes comptables

Comme il est mentionné à la note 1 i) des états financiers consolidés, Énergie Brookfield a changé sa méthode de comptabilisation des contrats de location en 2019 en raison de l'adoption d'IFRS 16, *Contrats de location*.

### Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction d'Énergie Brookfield. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants d'Énergie Brookfield conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes exigent que nous planifions et exécutions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits comprennent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à la formulation de notre opinion.

## Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit ci-dessous sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

### *Réévaluation des actifs de production d'énergie*

#### *Description de la question*

La société en commandite évalue les actifs de production d'énergie (classés à titre d'immobilisations corporelles) selon le modèle de réévaluation d'IAS 16, *Immobilisations corporelles*. Au 31 décembre 2020, le montant des immobilisations corporelles présenté au bilan consolidé s'élevait à 44 590 millions \$. Le montant des réévaluations au titre des immobilisations corporelles comptabilisé à l'état consolidé du résultat global totalisait un profit de 4 112 millions \$, tandis qu'une perte totale de (75) millions \$ a été comptabilisée au compte consolidé de résultat pour l'exercice 2020. Comme il est mentionné aux alinéas h), r)(i) et s)(iii) de la note 1 et à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers consolidés, l'évaluation des estimations et des hypothèses quant au rendement futur des actifs de production d'énergie fait l'objet d'estimations et de jugements importants de la part de la direction.

La direction adopte une approche binaire comportant un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés ainsi qu'une évaluation du marché pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie de la société en commandite. Les modèles d'analyse des flux de trésorerie actualisés comportent les principales hypothèses suivantes : les prix futurs de l'électricité, le taux d'actualisation, la production moyenne à long terme prévue ainsi que les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement estimées.

L'audit de l'évaluation des actifs de production d'énergie est complexe et a nécessité la participation de spécialistes en raison de la nature des principales hypothèses décrites ci-dessus, qui reposent sur une grande part de jugement. Des changements apportés à ces hypothèses pourraient avoir une incidence importante sur la juste valeur des actifs de production d'énergie.

*Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit*

Nous avons acquis une compréhension, évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles sur les procédés de la direction pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie. Nous avons testé les contrôles sur la revue par la direction des modèles d'évaluation, y compris les contrôles sur la revue et l'approbation de toutes les principales hypothèses.

Pour tester la juste valeur des actifs de production d'énergie, nos procédures d'audit ont compris, entre autres, l'évaluation de la méthode d'évaluation appliquée par la société en commandite, des principales hypothèses utilisées ainsi que des tests de l'exhaustivité et de l'exactitude des données sous-jacentes des principales hypothèses. Pour chaque actif de production d'énergie, nous avons analysé les principaux facteurs de changement de la juste valeur, y compris les prix futurs de l'électricité et les taux d'actualisation. Avec le soutien de nos spécialistes en évaluation, nous avons examiné l'analyse de l'évaluation effectuée par la direction et apprécié les estimations des prix futurs de l'électricité en fonction de prix à plus court terme cotés par des courtiers et de prévisions à plus long terme du marché formulées par la direction selon la région et l'actif de production d'énergie. Nous avons également fait appel à nos spécialistes en évaluation dans le cadre de l'appréciation des taux d'actualisation, laquelle a pris en considération les taux d'intérêt de référence, l'emplacement géographique, le type de technologie et le fait que l'actif est visé ou non par un contrat.

Pour un échantillon d'actifs de production d'énergie, nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, le rapprochement du prix contractuel de l'électricité avec les conventions d'achat d'électricité conclues et l'appréciation de la production moyenne à long terme prévue en corroborant les informations avec des rapports techniques fournis par des tiers et les tendances historiques. En outre, nous avons évalué les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement estimées par comparaison avec les données historiques et les données d'un tiers pour des actifs sélectionnés et nous avons testé l'exactitude arithmétique du modèle de la juste valeur. Avec l'aide de nos spécialistes en évaluation, nous avons également réalisé, pour les mêmes échantillons, une analyse de sensibilité sur les prix futurs de l'électricité et les taux d'actualisation afin d'évaluer la juste valeur des actifs de production d'énergie. Nous avons aussi évalué les justes valeurs au moyen d'autres données du marché en comparant l'ensemble du portefeuille à des opérations semblables récentes ainsi qu'en calculant les multiples des produits et du BAIIA d'un échantillon d'actifs de production d'énergie et en les comparant aux multiples de sociétés ouvertes comparables.

De plus, nous avons apprécié le caractère adéquat des informations fournies par la société en commandite sur les principales hypothèses et l'analyse de sensibilité à l'égard de la juste valeur des actifs de production d'énergie.

### *Acquisition importante*

*Description de la question*

Au cours de 2020, la société en commandite a conclu l'acquisition d'un portefeuille de centrales d'énergie solaire en Espagne pour une contrepartie totale de 121 millions \$. Comme il est mentionné à l'alinéa o) de la note 1 et à la note 3, ce regroupement d'entreprises est comptabilisé selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition.

L'audit de l'acquisition susmentionnée est complexe en raison des estimations importantes qui sont nécessaires pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie acquis. Les hypothèses importantes comprennent le coût de remplacement par mégawatt, les taux d'actualisation, les prix futurs de l'énergie sur le marché réglementé et le volume de production futur estimé. Ces hypothèses sont prospectives et pourraient être touchées par les conditions économiques et les conditions du marché futures.

*Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit*

Pour tester la juste valeur des actifs de production d'énergie, nos procédures d'audit ont compris, entre autres, l'évaluation des principales hypothèses susmentionnées et des tests de l'exhaustivité et de l'exactitude des données sous-jacentes. Par exemple, nous avons évalué les flux de trésorerie estimés en comparant le volume de production estimé à des rapports techniques fournis par des tiers et aux hypothèses relatives à la production utilisées pour les autres actifs dans le portefeuille de la société en commandite de la région, ainsi qu'en comparant le prix de l'énergie à terme aux tarifs réglementés. Nous avons fait appel à nos spécialistes en évaluation pour nous aider à évaluer les méthodes d'évaluation et les principales hypothèses, y compris celles ayant trait au coût de remplacement et aux taux d'actualisation, utilisées dans les modèles de la société en commandite.

*Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L.*

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

Nous agissons en tant qu'auditeur d'Énergie Brookfield depuis 2011.

Toronto, Canada  
Le 26 février 2021

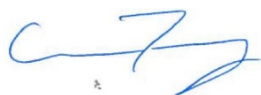
**CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**  
**RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION**  
**FINANCIÈRE**

La direction de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») est responsable de l'établissement et du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par le chef de la direction et le chef de la direction des finances ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres membres du personnel pour fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers pour des besoins externes conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, comme il est défini dans le règlement 240.13a-15(f) ou 240.15d-15(f).

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2020, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« cadre de 2013 »). En se fondant sur cette évaluation, la direction est arrivée à la conclusion que le contrôle interne d'Énergie Brookfield à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2020. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation les contrôles internes des investissements réalisés en 2020, notamment le portefeuille de centrales d'énergie solaire concentrées en Espagne d'une puissance de 100 MW, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, constitue respectivement environ 2 % et 1 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2020, et respectivement 2 % et 3 % des produits et de la perte nette pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2020 a été audité par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2020.

Chef de la direction,



Connor Teskey

Le 26 février 2021

Chef de la direction des finances,



Wyatt Hartley

## **RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT**

Au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited (commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.) et aux associés de Brookfield Renewable Partners L.P.

### **Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière**

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») au 31 décembre 2020, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« cadre de 2013 ») (les « critères du COSO »). À notre avis, Énergie Brookfield maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2020, selon les critères du COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation par la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes du portefeuille d'énergie solaire concentrée en Espagne d'une puissance de 100 MW acquis en 2020, qui est compris dans les états financiers consolidés de 2020 d'Énergie Brookfield et qui constituait environ respectivement 2 % et 1 % du total de l'actif et de l'actif net au 31 décembre 2020 et respectivement 2 % et 3 % des produits et de la perte nette de l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield n'a également pas comporté d'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière du portefeuille d'énergie solaire concentrée en Espagne d'une puissance de 100 MW acquis en 2020.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (« PCAOB »), les états financiers consolidés de 2020 d'Énergie Brookfield, et notre rapport daté du 26 février 2021 exprime une opinion sans réserve à leur égard.

### **Fondement de l'opinion**

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent à la direction d'Énergie Brookfield, et cette évaluation est présentée dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants d'Énergie Brookfield conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

## Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne d'une société à l'égard de l'information financière est le processus visant à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été dressés, aux fins de la publication de l'information financière, selon les principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne d'une société à l'égard de l'information financière s'entend des politiques et procédures qui 1) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour dresser les états financiers selon les principes comptables généralement reconnus, et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et 3) fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée des actifs de la société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est interdite ou détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

*Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.*

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada  
Le 26 février 2021

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

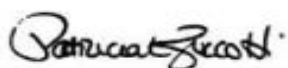
## ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

AUX 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Notes	2020	2019
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	22	431 \$	352 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	23	208	189
Créances clients et autres actifs courants.....	24	928	979
Actifs liés à des instruments financiers.....	6	62	88
Montants à recevoir de parties liées.....	30	56	60
Actifs détenus en vue de la vente.....	5	57	352
		<u>1 742</u>	<u>2 020</u>
Actifs liés à des instruments financiers.....	6	407	225
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	21	971	937
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	13	44 590	41 055
Immobilisations incorporelles .....	14	232	241
Goodwill .....	19	970	949
Actifs d'impôt différé.....	12	205	166
Autres actifs non courants .....	25	605	603
		<u>49 722 \$</u>	<u>46 196 \$</u>
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dettes fournisseurs et autres créiteurs.....	26	625 \$	687 \$
Passifs liés à des instruments financiers .....	6	283	246
Montants à payer à des parties liées.....	30	506	139
Emprunts de la société mère.....	15	3	—
Emprunts sans recours.....	15	1 141	1 133
Provisions.....	29	304	81
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente .....	5	14	137
		<u>2 876</u>	<u>2 423</u>
Passifs liés à des instruments financiers .....	6	668	480
Emprunts de la société mère.....	15	2 132	2 100
Emprunts sans recours.....	15	14 806	14 067
Passifs d'impôt différé.....	12	5 515	4 855
Provisions.....	27, 29	712	590
Autres passifs non courants .....	28	1 246	1 201
<b>Capitaux propres</b>			
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	16	11 100	11 086
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	16	56	68
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	16	2 721	3 317
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation.....	16	2 408	—
Actions privilégiées.....	16	609	597
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	17	1 028	833
Capitaux propres des commanditaires .....	18	3 845	4 579
		<u>21 767 \$</u>	<u>20 480 \$</u>
		<u>49 722 \$</u>	<u>46 196 \$</u>

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P. :



Patricia Zuccotti  
Administratrice



David Mann  
Administrateur

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	Notes	2020	2019	2018
Produits .....	30	<b>3 810 \$</b>	3 971 \$	3 797 \$
Autres produits .....	8	<b>128</b>	105	75
Coûts d'exploitation directs.....	9	<b>(1 274)</b>	(1 263)	(1 273)
Coûts de service de gestion .....	30	<b>(235)</b>	(135)	(94)
Charge d'intérêts .....	15	<b>(976)</b>	(1 001)	(973)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	21	<b>27</b>	29	28
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers .....	6	<b>127</b>	(36)	37
Charge d'amortissement.....	13	<b>(1 367)</b>	(1 271)	(1 151)
Divers .....	10	<b>(432)</b>	(276)	(206)
(Charge) recouvrement d'impôt				
Exigible.....	12	<b>(66)</b>	(70)	(32)
Différé.....	12	<b>213</b>	27	375
		<b>147</b>	(43)	343
Résultat net.....		<b>(45) \$</b>	80 \$	583 \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	16	<b>180 \$</b>	113 \$	439 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	16	<b>62</b>	50	41
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	16	<b>(133)</b>	(65)	16
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation.....		<b>(49)</b>	—	—
Actions privilégiées .....	16	<b>25</b>	26	26
Parts de société en commandite privilégiées .....	17	<b>54</b>	44	38
Capitaux propres des commanditaires .....	18	<b>(184)</b>	(88)	23
		<b>(45) \$</b>	80 \$	583 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite <sup>1</sup> .....		<b>(0,61) \$</b>	(0,26) \$	0,07 \$

<sup>1)</sup> Le résultat de base et dilué par part de société en commandite a été ajusté rétroactivement pour refléter l'effet du fractionnement de parts à raison de trois pour deux réalisé le 11 décembre 2020. Se reporter à la note 1 b), Mode de présentation, pour de plus amples renseignements.

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Notes	2020	2019	2018
Résultat net .....		(45) \$	80 \$	583 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles.....	13	4 112	2 413	5 722
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies.....		(1)	(14)	9
Impôt différé sur les éléments ci-dessus .....	12	(934)	(488)	(1 240)
(Perte latente) profit latent sur les placements dans des titres de capitaux propres .....	6	(1)	35	(16)
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	21	12	81	168
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net .....		3 188	2 027	4 643
Autres éléments du résultat global qui seront reclassés en résultat net				
Écart de conversion .....	11	(840)	(91)	(844)
Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie.....	6	(27)	(18)	(7)
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net .....	6	(35)	14	102
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net.....	6	(39)	7	18
Impôt différé sur les éléments ci-dessus .....	12	10	6	(21)
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	21	17	—	—
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure .....		(914)	(82)	(752)
Autres éléments du résultat global .....				
		2 274	1 945	3 891
Résultat global.....		2 229 \$	2 025 \$	4 474 \$
Résultat global attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	16	1 292 \$	1 117 \$	2 742 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	16	70	57	54
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	16	280	316	695
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation .....		103	—	—
Actions privilégiées .....	16	37	54	(22)
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ...	17	54	44	38
Capitaux propres des commanditaires .....	18	393	437	967
		2 229 \$	2 025 \$	4 474 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global							Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des comman- ditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Profits actuariels (pertes actuarielles) sur les régimes à prestations définies	Couver- tures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Total des capitaux propres des comman- ditaires	Capitaux propres des comman- ditaires détenant des parts priviliégées	Actions priviliégées	Actions de catégorie A de BEPC	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2019.....	(1 114) \$	(700) \$	6 422 \$	(9) \$	(32) \$	12 \$	4 579 \$	833 \$	597 \$	— \$	11 086 \$	68 \$	3 317 \$	20 480 \$
Résultat net .....	(184)	—	—	—	—	—	(184)	54	25	(49)	180	62	(133)	(45)
Autres éléments du résultat global .....	—	(249)	827	—	(6)	5	577	—	12	152	1 112	8	413	2 274
Parts privilégiées émises (note 17) .....	—	—	—	—	—	—	—	195	—	—	—	—	—	195
Apports en capital (note 16) .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	520	—	—	520
Remboursement de capital .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(147)	—	—	(147)
Cessions (note 4) .....	17	—	(17)	—	—	—	—	—	—	—	(15)	—	—	(15)
Distributions ou dividendes déclarés .....	(349)	—	—	—	—	—	(349)	(54)	(25)	(116)	(551)	(70)	(250)	(1 415)
Régime de réinvestissement des distributions .....	6	—	—	—	—	—	6	—	—	—	—	—	—	6
Distribution spéciale / acquisition de TerraForm Power .....	634	280	(1 465)	2	1	(13)	(561)	—	—	2 134	(1 101)	(10)	(462)	—
Divers .....	2	(51)	(172)	1	(2)	(1)	(223)	—	—	287	16	(2)	(164)	(86)
Variation au cours de l'exercice .	126	(20)	(827)	3	(7)	(9)	(734)	195	12	2 408	14	(12)	(596)	1 287
Solde au 31 décembre 2020 .....	(988) \$	(720) \$	5 595 \$	(6) \$	(39) \$	3 \$	3 845 \$	1 028 \$	609 \$	2 408 \$	11 100 \$	56 \$	2 721 \$	21 767 \$
Solde au 31 décembre 2018 .....	(927) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 505 \$	707 \$	568 \$	— \$	10 289 \$	67 \$	3 266 \$	19 402 \$
Résultat net .....	(88)	—	—	—	—	—	(88)	44	26	—	113	50	(65)	80
Autres éléments du résultat global .....	—	(35)	544	(4)	1	19	525	—	28	—	1 004	7	381	1 945
Parts privilégiées émises .....	—	—	—	—	—	—	—	126	—	—	—	—	—	126
Apports en capital .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	674	—	—	674
Cessions .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(172)	—	—	(172)
Distributions ou dividendes déclarés .....	(370)	—	—	—	—	—	(370)	(44)	(26)	—	(844)	(55)	(268)	(1 607)
Régime de réinvestissement des distributions .....	6	—	—	—	—	—	6	—	—	—	—	—	—	6
Divers .....	265	(13)	(242)	1	1	(11)	1	—	1	—	22	(1)	3	26
Variation au cours de l'exercice .	(187)	(48)	302	(3)	2	8	74	126	29	—	797	1	51	1 078
Solde au 31 décembre 2019 .....	(1 114) \$	(700) \$	6 422 \$	(9) \$	(32) \$	12 \$	4 579 \$	833 \$	597 \$	— \$	11 086 \$	68 \$	3 317 \$	20 480 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						Total des capitaux propres
	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Actions privilégiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	
Solde au 31 décembre 2017.....	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	7 578 \$	58 \$	2 843 \$	15 562 \$
Résultat net .....	23	—	—	—	—	—	23	38	26	439	41	16	583
Autres éléments du résultat global.....	—	(205)	1 149	3	5	(8)	944	—	(48)	2 303	13	679	3 891
Parts privilégiées émises .....	—	—	—	—	—	—	—	196	—	—	—	—	196
Parts de société en commandite rachetées pour annulation .....	(51)	—	—	—	—	—	(51)	—	—	—	—	—	(51)
Apports en capital .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	537	—	—	537
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	21	—	—	21
Distributions ou dividendes déclarés ..	(355)	—	—	—	—	—	(355)	(38)	(26)	(664)	(45)	(255)	(1 383)
Régime de réinvestissement des distributions .....	8	—	—	—	—	—	8	—	—	—	—	—	8
Divers .....	(293)	(69)	355	—	(10)	(3)	(20)	—	—	75	—	(17)	38
Variation au cours de l'exercice .....	(668)	(274)	1 504	3	(5)	(11)	549	196	(48)	2 711	9	423	3 840
Solde au 31 décembre 2018.....	(927) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 505 \$	707 \$	568 \$	10 289 \$	67 \$	3 266 \$	19 402 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Notes	2020	2019	2018
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net .....		(45) \$	80 \$	583 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Charge d'amortissement.....	13	1 367	1 271	1 151
(Profit latent) perte latente de change et sur les instruments financiers.....	6	(134)	32	(88)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	21	(27)	(29)	(28)
Recouvrement d'impôt différé.....	12	(213)	(27)	(375)
Autres éléments sans effet de trésorerie.....		388	231	135
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	21	56	16	9
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées.....		59	33	(7)
Variation nette des soldes du fonds de roulement.....	31	(155)	(53)	(94)
		<b>1 296</b>	<b>1 554</b>	<b>1 286</b>
<b>Activités de financement</b>				
Produit tiré des billets à moyen terme.....	15	570	449	231
Remboursement des billets à moyen terme.....	15	(304)	(341)	(152)
Facilités de crédit de la société mère, montant net.....		(296)	(422)	36
Produit tiré des emprunts sans recours.....		3 205	4 318	3 275
Remboursement des emprunts sans recours.....		(3 380)	(3 495)	(3 378)
Remboursement d'obligations locatives.....	16	(28)	(31)	—
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	16	514	705	535
Remboursements de capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	16	(147)	(113)	—
Émission de parts de société en commandite privilégiées.....	17	195	126	196
Frais d'émission liés à la distribution spéciale/réorganisation.....		(44)	—	—
Rachat de parts de société en commandite.....	18	—	(1)	(51)
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	16	(551)	(844)	(670)
Aux porteurs d'actions privilégiées.....	16	(25)	(26)	(26)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées.....	17	(52)	(43)	(37)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP.....	16, 18	(769)	(684)	(643)
Emprunts auprès de parties liées.....	15	320	936	200
Remboursements à des parties liées.....	15	—	(936)	(200)
		<b>(792)</b>	<b>(402)</b>	<b>(684)</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise.....	3	(105)	(983)	(970)
Investissement dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	21	(23)	(144)	—
Investissement dans les immobilisations corporelles.....	13	(447)	(460)	(271)
Produit de la cession d'actifs.....		269	291	23
Achats d'actifs financiers.....		(445)	(138)	(97)
Produit tiré des actifs financiers.....	6	257	145	125
Liquidités soumises à restrictions et autres.....		68	78	113
		<b>(426)</b>	<b>(1 211)</b>	<b>(1 077)</b>
(Perte) profit de change sur la trésorerie.....		13	(6)	(22)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....		91	(65)	(497)
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente.....	5	(12)	(5)	(8)
Solde au début de l'exercice.....		352	422	927
Solde à la fin de l'exercice.....		<b>431 \$</b>	<b>352 \$</b>	<b>422 \$</b>
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés.....		872 \$	930 \$	916 \$
Intérêts reçus.....		28 \$	19 \$	22 \$
Impôts sur le résultat payés.....		70 \$	72 \$	79 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS AUDITÉS

Les activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») consistent à détenir un portefeuille de centrales de production d'énergie renouvelable principalement en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil, en Europe, en Inde et en Chine.

Sauf indication contraire, « Énergie Brookfield » désigne Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées, y compris Brookfield Renewable Corporation (« BEPC »). Sauf indication contraire, « la société en commandite » désigne Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées, à l'exclusion de BEPC.

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 (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.

Énergie Brookfield est une société en commandite cotée en Bourse créée en vertu des lois des Bermudes, conformément à une convention de société en commandite modifiée et reformulée en date du 20 novembre 2011, dans sa version modifiée de temps à autre.

Le bureau principal d'Énergie Brookfield est situé au 73 Front Street, Fifth Floor, Hamilton HM12, Bermudes.

La société mère directe d'Énergie Brookfield est son commandité, Brookfield Renewable Partners Limited (« BRPL »), tandis que sa société mère ultime est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield, sont désignées, individuellement et collectivement, comme « Brookfield » dans les présents états financiers.

Les actions échangeables de BEPC sont négociées sous le symbole « BEPC » à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto.

Les parts de société en commandite sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP » et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEP.UN ». Les parts privilégiées de société en

commandite de catégorie A, série 5, série 7, série 9, série 11, série 13 et série 15 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PR.E », « BEP.PR.G », « BEP.PR.I », « BEP.PR.K », « BEP.PR.M » et « BEP.PR.O ». Les parts privilégiées de société en commandite de catégorie A, série 17 sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP.PR.A ».

Notes des états financiers consolidés	Page
1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	84
2. Principales filiales	102
3. Acquisitions	102
4. Cession d'actifs	105
5. Actifs détenus en vue de la vente	106
6. Gestion des risques et instruments financiers	107
7. Informations sectorielles	118
8. Autres produits	124
9. Coûts d'exploitation directs	125
10. Divers	125
11. Écart de conversion	125
12. Impôts sur le résultat	126
13. Immobilisations corporelles à la juste valeur	128
14. Immobilisations incorporelles	131
15. Emprunts	131
16. Participations ne donnant pas le contrôle	135
17. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	142
18. Capitaux propres des commanditaires	142
19. Goodwill	144
20. Gestion du capital	144
21. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	146
22. Trésorerie et équivalents de trésorerie	146
23. Liquidités soumises à restrictions	146
24. Créances clients et autres actifs courants	146
25. Autres actifs non courants	147
26. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	147
27. Provisions	148
28. Autres passifs non courants	148
29. Engagements, éventualités et garanties	148
30. Transactions entre parties liées	150
31. Renseignements supplémentaires	158
32. Filiales faisant appel public à l'épargne	159

## 1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

### a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les méthodes comptables utilisées pour préparer les états financiers consolidés sont fondées sur les IFRS en vigueur le 31 décembre 2020, qui comprennent les IFRS, les Normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations élaborées par l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») et le Comité permanent d'interprétation (« SIC »). Les méthodes décrites ci-après sont appliquées de façon uniforme à toutes les périodes présentées, à moins d'indication contraire.

La publication des présents états financiers consolidés a été autorisée le 26 février 2021 par le conseil d'administration du commandité d'Énergie Brookfield, nommément BRPL.

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

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ », « COP », « ZAR », « THB », « INR » et « CNY » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, au peso colombien, au rand, au baht, à la roupie indienne et au yuan.

Tous les chiffres sont présentés en millions de dollars américains, sauf indication contraire.

### b) Mode de présentation

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, à l'exception de la réévaluation d'immobilisations corporelles et de certains actifs et passifs évalués à la juste valeur. Le coût est comptabilisé selon la juste valeur de la contrepartie donnée en échange d'actifs.

Le 11 décembre 2020, Énergie Brookfield a réalisé un fractionnement de parts à raison de trois pour deux au moyen d'une subdivision (le « fractionnement de parts ») selon laquelle les porteurs de parts ont reçu une demi-part supplémentaire pour chaque part qu'ils détenaient, ce qui a entraîné l'émission d'environ 215,2 millions de parts supplémentaires. Les parts privilégiées et les capitaux propres des commanditaires d'Énergie Brookfield ne seront pas touchés par le fractionnement de parts. Le nombre de parts et les informations par part fournies sont présentés après le fractionnement.

### c) Brookfield Renewable Corporation

BEPC a été constituée le 9 septembre 2019 par la société en commandite. Le 29 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait un apport à BEPC se composant de ses actifs de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Colombie (sauf une participation de 10 % dans certaines activités brésiliennes et colombiennes, qui continue d'être détenue indirectement par la société en commandite). Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a effectué une distribution spéciale (la « distribution spéciale ») selon laquelle les porteurs de parts inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable de BEPC pour chaque tranche de quatre parts. Immédiatement avant la distribution spéciale, Énergie Brookfield a reçu des actions échangeables de BEPC par voie d'une distribution de BRELP (la « distribution de BRELP ») des actions échangeables de BEPC à tous ses porteurs de parts. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales ont reçu approximativement 49,6 millions d'actions échangeables de BEPC et ii) Énergie Brookfield a reçu approximativement 67,1 millions d'actions de catégorie A, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts, y compris Brookfield, dans le cadre de la distribution spéciale. À la clôture de la distribution spéciale, i) les porteurs de parts détenaient approximativement 42,8 % des actions échangeables de BEPC émises et en circulation, ii) Brookfield et ses sociétés affiliées détenaient approximativement 57,2 % des actions échangeables de BEPC émises et en circulation, et iii) une filiale d'Énergie Brookfield détenait la totalité des actions à droits de vote multiples de catégorie B émises et en circulation, soit les actions de catégorie B, de BEPC qui représentent un bloc de 75,0 % des droits de vote dans BEPC, et la totalité des actions sans droit de vote de catégorie C émises et en circulation, soit les actions de catégorie C, de BEPC, ce qui donne à Énergie Brookfield le droit à la valeur résiduelle de BEPC après le paiement du montant intégral à verser aux porteurs d'actions échangeables de BEPC et d'actions de catégorie B. Énergie Brookfield contrôlait directement et indirectement BEPC avant la distribution spéciale et continue de la contrôler depuis la distribution spéciale au moyen de ses participations dans Énergie Brookfield. Les actions échangeables de BEPC sont cotées à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEPC ».

#### i) Actions échangeables de BEPC

À tout moment, les porteurs d'actions échangeables de BEPC auront le droit d'échanger la totalité ou une partie de leurs actions contre une part de société en commandite pour chaque action échangeable de BEPC détenue, ou contre l'équivalent en trésorerie déterminé en fonction du cours de clôture d'une part de société en commandite à la Bourse de New York à la date de réception de la demande d'échange, selon le critère du montant déterminé contre un nombre déterminé. La société en commandite a le choix de satisfaire à l'échange des actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite ou son équivalent en trésorerie lorsque l'échange est demandé par l'actionnaire. De plus, BEPC et la société en commandite peuvent racheter toutes les actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite à notre gré, à raison d'un montant déterminé contre un nombre déterminé.

En raison des caractéristiques des actions, les actions échangeables de BEPC sont classées comme des participations ne donnant pas le contrôle dans les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield pour les périodes suivant la distribution spéciale.

#### ii) Résultat de base et dilué par part de société en commandite

La distribution spéciale a entraîné l'émission d'environ 116,8 millions d'actions échangeables de BEPC. Toutes les informations par part de société en commandite fournies à titre comparatif ont été ajustées rétroactivement pour tenir compte de l'incidence de la distribution spéciale. Se reporter à la note 16, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions échangeables de BEPC émises dans le cadre de la distribution spéciale.

#### iii) Acquisition de TerraForm Power

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition de TerraForm Power, Inc. (« TerraForm power »), aux termes de laquelle Énergie Brookfield a acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power qui n'étaient pas déjà détenues par Énergie Brookfield ou ses sociétés affiliées (les « actions de TerraForm Power émises dans le public »), soit une participation de 38 % dans TerraForm Power (l'« acquisition de TerraForm Power »). Conformément à l'acquisition de TerraForm Power, chaque porteur d'actions de TerraForm Power émises dans le public a reçu 0,47625 action échangeable de BEPC ou part de société en commandite, pour chaque action de TerraForm Power émise dans le public détenue par lui. L'acquisition de TerraForm Power a été conclue en échange de 55 552 862 actions échangeables de BEPC et de 6 051 704 parts de société en commandite.

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

### **d) Consolidation**

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes d'Énergie Brookfield et de ses filiales, qui sont des entités sur lesquelles Énergie Brookfield exerce le contrôle. Un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il a des droits sur des rendements variables ou qu'il est exposé à ceux-ci en raison de son lien avec l'entité émettrice, et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements en raison du pouvoir qu'il détient sur l'entité émettrice. Les participations ne donnant pas le contrôle dans les capitaux propres des filiales d'Énergie Brookfield sont présentées séparément dans les capitaux propres aux états consolidés de la situation financière.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, qui cède à Énergie Brookfield le contrôle du commandité de BRELP. Par conséquent, Énergie Brookfield inclut les comptes de BRELP et ceux de ses filiales dans son périmètre de consolidation. De plus, BRELP a émis à l'intention de Brookfield des parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts rachetables/échangeables ») qui, au gré du porteur, peuvent être rachetées par BRELP pour une contrepartie en trésorerie. Ce droit est assujéti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield qui lui permet, à son gré, de choisir d'acquérir toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables ainsi présentées à BRELP à des fins de rachat en échange de parts de société en commandite à raison de une pour une. Comme Énergie Brookfield peut,

à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres d'Énergie Brookfield (les « participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield »).

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes 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 dans d'autres pays (y compris l'Inde et la Chine). Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre de ses 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 pertinentes, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield inclut les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

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, *Regroupements d'entreprises* (« 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 la méthode comptable d'Énergie Brookfield 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 ».

#### **Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence**

Les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont des entités sur lesquelles Énergie Brookfield exerce une influence notable ou des partenariats qui constituent des coentreprises. L'influence notable représente la capacité de participer aux décisions liées aux politiques financières et opérationnelles de l'entreprise détenue, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces entreprises détenues. Ces participations sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Une coentreprise est un type de partenariat dans lequel les parties exercent un contrôle conjoint et détiennent des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle. Énergie Brookfield comptabilise ses participations dans des coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence.

Selon cette méthode, la valeur comptable d'une participation dans une entreprise détenue est initialement comptabilisée au coût, puis ajustée en fonction de la quote-part d'Énergie Brookfield du résultat net, des autres éléments du résultat global, des distributions versées par la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres ajustements à la quote-part d'Énergie Brookfield dans l'entreprise détenue.

#### **e) Écart de conversion**

Tous les chiffres présentés dans les états financiers consolidés et dans les tableaux des états financiers consolidés sont en millions de dollars américains, soit la monnaie fonctionnelle d'Énergie Brookfield. Chaque établissement étranger inclus dans ces états financiers consolidés détermine sa propre monnaie fonctionnelle, et les éléments compris dans les états financiers de chaque filiale sont évalués selon cette monnaie fonctionnelle.

Les actifs et les passifs provenant d'activités à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar américain sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture, et les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction au cours de la période. Les profits ou les pertes à la conversion de filiales à l'étranger sont inclus dans les autres éléments du résultat global. Les profits ou les pertes sur les soldes libellés en monnaies étrangères et les transactions qui sont désignées comme instruments de couverture d'un investissement net dans ces filiales sont comptabilisés de la même manière.

Lors de la préparation des états financiers consolidés d'Énergie Brookfield, les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis en monnaie fonctionnelle au cours de clôture en vigueur aux dates de l'état consolidé de la situation financière. Les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères et évalués à la juste valeur sont convertis au taux de change en vigueur à la date à laquelle la juste valeur a été établie, et les actifs et passifs non monétaires évalués au coût historique sont convertis au taux de change historique. Les produits et les charges sont évalués, d'après la monnaie fonctionnelle, aux taux de change en vigueur aux dates des transactions, et les profits ou les pertes sont compris dans les résultats.

#### **f) Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent la trésorerie, les dépôts à terme et les instruments du marché monétaire dont l'échéance initiale est de moins de 90 jours.

#### **g) Liquidités soumises à restrictions**

Les liquidités soumises à restrictions comprennent la trésorerie et les équivalents de trésorerie visés principalement par des restrictions aux termes des accords de crédit.

#### **h) Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation**

Les actifs de production d'énergie sont classés à titre d'immobilisations corporelles et sont comptabilisés selon le modèle de réévaluation, conformément à IAS 16, *Immobilisations corporelles* (« IAS 16 »). Les immobilisations corporelles sont initialement évaluées au coût, puis comptabilisées à leur montant réévalué, soit à la juste valeur à la date de réévaluation, diminuée du cumul des amortissements ultérieurs et du cumul de toute perte de valeur ultérieure.

En général, Énergie Brookfield calcule la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans pour la majorité de ses actifs. Ce modèle inclut les flux de trésorerie provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, pour lesquels il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Ce modèle comprend également les estimations relatives aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme anticipée, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement, ainsi que des hypothèses relatives aux taux d'inflation futurs et aux taux d'actualisation par emplacement géographique. Les immobilisations en cours sont réévaluées lorsque suffisamment de renseignements ont été recueillis pour établir leur juste valeur selon la méthode des flux de trésorerie actualisés. Les réévaluations sont faites annuellement au 31 décembre afin de s'assurer que la valeur comptable ne diffère pas de façon significative de la juste valeur. Énergie Brookfield évalue initialement à leur juste valeur à la date d'acquisition les actifs de production d'énergie acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises, conformément à la méthode comptable décrite à la note 1 o), « Regroupements d'entreprises », sans les réévaluer à la fin de l'année d'acquisition, à moins d'une indication externe spécifique à ces actifs que leur valeur comptable a augmenté ou diminué de façon significative.

Lorsque la valeur comptable d'un actif augmente en raison d'une réévaluation, l'augmentation est comptabilisée en résultat dans la mesure où elle compense une diminution de valeur comptabilisée antérieurement en résultat. Tout solde de l'augmentation est comptabilisé dans les autres éléments du résultat global et ajouté aux capitaux propres dans l'écart de réévaluation et les participations ne donnant pas le contrôle. Lorsque la valeur comptable d'un actif diminue, la diminution est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global dans la mesure du solde positif au titre de l'écart de réévaluation, et la tranche restante de la diminution est comptabilisée en résultat.

L'amortissement des actifs de production d'énergie est calculé sur une base linéaire sur la durée d'utilité estimée des actifs, qui est présentée ci-dessous :

	<u>Durée d'utilité estimée</u>
Barrages	Jusqu'à 115 ans
Conduites forcées	Jusqu'à 60 ans
Centrales électriques	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie hydroélectrique	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie éolienne	Jusqu'à 30 ans
Unités de production d'énergie solaire	Jusqu'à 35 ans
Unités de cogénération alimentées au gaz (« cogénération »)	Jusqu'à 40 ans
Autres actifs	Jusqu'à 60 ans

Le coût est attribué aux principales composantes des immobilisations corporelles. Lorsque des éléments d'immobilisations corporelles ont des durées d'utilité différentes, ils sont comptabilisés comme des éléments distincts (des composantes principales) et amortis séparément. Pour s'assurer de la validité des durées d'utilité et des valeurs résiduelles, une révision est effectuée annuellement.

Le calcul de l'amortissement est fonction de la juste valeur de l'actif, diminué de sa valeur résiduelle. L'amortissement d'un actif débute dès qu'il se trouve à l'endroit ou dans l'état nécessaire pour que la direction puisse l'exploiter de la manière prévue. Il cesse à la plus rapprochée des dates suivantes : la date à laquelle cet actif est classé comme étant détenu en vue de la vente ou la date à laquelle cet actif est décomptabilisé. Une immobilisation corporelle et toute composante importante sont décomptabilisées au moment de leur sortie ou lorsqu'aucun avantage économique futur n'est attendu de leur utilisation. Les autres actifs comprennent le matériel, les bâtiments et les améliorations locatives. Les bâtiments, le mobilier et les agencements, les améliorations locatives et le matériel de bureau sont comptabilisés au coût historique, diminués de l'amortissement cumulé. Les terrains et les immobilisations en cours ne sont pas assujettis à l'amortissement.

L'amortissement des immobilisations corporelles au Brésil est calculé selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession. La durée résiduelle moyenne pondérée était de 32 ans au 31 décembre 2020 (32 ans en 2019). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujetti à l'amortissement.

Tout amortissement cumulé au moment de la réévaluation est porté en diminution de la valeur comptable brute de l'actif, et le montant net est porté au montant réévalué de l'actif.

Les profits et les pertes réalisés à la cession d'une immobilisation corporelle sont comptabilisés dans le poste Autres produits aux comptes consolidés de résultat. L'écart de réévaluation est reclassé dans les composantes respectives des capitaux propres et n'est pas reclassé en résultat net lorsque les actifs sont cédés.

#### **i) Contrats de location**

À la date de passation d'un contrat, Énergie Brookfield évalue si celui-ci est ou contient un contrat de location. Un contrat est ou contient un contrat de location s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie. Pour évaluer si un contrat confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé, Énergie Brookfield doit déterminer si :

- le contrat mentionne explicitement ou implicitement l'utilisation d'un bien déterminé, et il doit être physiquement distinct ou représenter la quasi-totalité de la capacité du bien physiquement distinct. Si le fournisseur a un droit de substitution substantiel, le bien n'est pas un bien déterminé;
- Énergie Brookfield a le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien tout au long de la durée d'utilisation et Énergie Brookfield a le droit de décider de l'utilisation du bien. Lorsqu'Énergie Brookfield détient les droits décisionnels qui présentent le plus de pertinence pour apporter des changements quant à savoir comment utiliser le bien et à quelle fin l'utiliser, elle a le droit de décider de l'utilisation du bien. Dans de rares circonstances où les décisions quant à savoir comment utiliser le bien et à quelle fin l'utiliser sont prédéterminées, Énergie Brookfield a le droit de décider de l'utilisation du bien si :
  - Énergie Brookfield a le droit d'exploiter le bien (ou de décider de la manière dont le bien est exploité par d'autres) tout au long de la durée d'utilisation, sans que le fournisseur puisse changer les consignes d'exploitation, ou
  - Énergie Brookfield a conçu le bien d'une façon qui prédétermine comment l'utiliser et à quelle fin l'utiliser.

À la date de passation ou de réappréciation d'un contrat qui contient une composante locative, Énergie Brookfield répartit la contrepartie prévue au contrat entre toutes les composantes locatives sur la base de leur prix distinct relatif. Dans le cas des contrats de location de terrains et de constructions dans lesquels elle est le preneur, Énergie Brookfield a choisi de ne pas séparer les composantes non locatives et, par conséquent, de comptabiliser les composantes locatives et non locatives comme une seule composante, de nature locative.

Énergie Brookfield comptabilise un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative à la date de début du contrat de location. L'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au coût qui comprend le montant de l'évaluation initiale de l'obligation locative, ajusté pour tenir compte des paiements de loyers versés à la date de début ou avant cette date, majoré des coûts directs initiaux engagés, le cas échéant, et d'une estimation des coûts pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise en état du bien sous-jacent ou pour la restauration du lieu sur lequel repose le bien, déduction faite des avantages incitatifs à la location reçus.

L'actif au titre du droit d'utilisation est par la suite amorti selon la méthode linéaire sur la période allant de la date de début jusqu'au terme de la durée d'utilité de cet actif, ou jusqu'au terme de la durée du contrat de location s'il est antérieur. La durée d'utilité estimée des actifs au titre de droits d'utilisation est déterminée sur la même base que celle des immobilisations corporelles. En outre, l'actif au titre du droit d'utilisation est périodiquement diminué des pertes de valeur, le cas échéant, et ajusté pour tenir compte de certaines réévaluations de l'obligation locative.

L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été versés à la date de début, calculée à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou du taux d'emprunt marginal d'Énergie Brookfield si le taux d'intérêt implicite ne peut être déterminé facilement. En général, Énergie Brookfield utilise son taux d'emprunt marginal comme taux d'actualisation.

Les paiements de loyers inclus dans l'évaluation de l'obligation locative comprennent ce qui suit :

- les paiements fixes, y compris les paiements de loyers fixes en substance;
- les paiements de loyers variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux, initialement évalués au moyen de l'indice ou du taux en vigueur à la date de début;
- les sommes qu'Énergie Brookfield s'attend à devoir au bailleur au titre de garantie de valeur résiduelle;
- le prix d'exercice de l'option d'achat qu'Énergie Brookfield a la certitude raisonnable d'exercer, les paiements de loyers pendant une période visée par une option de renouvellement si Énergie Brookfield a la certitude raisonnable d'exercer une option de prolongation, et les pénalités exigées en cas de résiliation anticipée du contrat de location à moins qu'Énergie Brookfield ait la certitude raisonnable de ne pas résilier le contrat de manière anticipée.

L'obligation locative est évaluée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Elle est réévaluée lorsqu'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs en raison d'une variation de l'indice ou du taux, lorsqu'il y a un changement dans l'estimation de la somme qu'Énergie Brookfield s'attend à devoir payer au bailleur au titre d'une garantie de valeur résiduelle ou lorsque l'évaluation de l'intention d'Énergie Brookfield modifie son évaluation d'exercer son option d'achat, de prolongation ou de résiliation change.

Lorsque l'obligation locative est réévaluée pour ces raisons, un ajustement correspondant est porté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou, si l'ajustement est une réduction de l'actif au titre du droit d'utilisation, est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

Énergie Brookfield présente les actifs au titre de droits d'utilisation dans les immobilisations corporelles et les obligations locatives, dans les autres passifs à long terme à l'état consolidé de la situation financière.

Énergie Brookfield a choisi de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives des contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois et des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. Énergie Brookfield passe en charges les paiements de loyers prévus à ces contrats de location selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2019, Énergie Brookfield a adopté IFRS 16 au moyen de l'approche rétrospective modifiée, de sorte que les informations comparatives n'ont pas été retraitées, et continuent d'être présentées selon IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 ») et IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location* (« IFRIC 4 »).

## **j) Dépréciation d'actifs**

Chaque date de clôture, la direction évalue s'il y a ou non une indication que les actifs ont perdu de la valeur. Pour les immobilisations corporelles et incorporelles non financières (y compris les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence), une perte de valeur est comptabilisée si la valeur recouvrable, considérée comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de la vente, et les flux de trésorerie futurs actualisés liés à l'utilisation et à la sortie éventuelle d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie, est inférieure à la valeur comptable. Les projections des flux de trésorerie futurs tiennent compte des plans d'exploitation applicables et des meilleures estimations de la direction quant aux conditions les plus probables susceptibles de se produire. Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif est augmentée à hauteur de la valeur la moins élevée entre l'estimation révisée de la valeur recouvrable et celle de la valeur comptable qui aurait été comptabilisée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement.

## **k) Créances clients et autres actifs courants**

Les créances clients et autres actifs courants sont comptabilisés initialement à leur juste valeur, puis évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif, diminué de toute provision pour pertes de crédit attendues.

## **l) Instruments financiers**

### **Comptabilisation initiale**

Selon IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), l'achat normalisé ou la vente normalisée d'actifs financiers sont comptabilisés à la date de la transaction, soit la date à laquelle Énergie Brookfield s'engage à acheter ou à vendre l'actif. Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits de percevoir les flux de trésorerie liés à des actifs financiers sont arrivés à expiration ou ont été transférés et qu'Énergie Brookfield a transféré la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété.

À la comptabilisation initiale, Énergie Brookfield évalue l'actif financier à sa juste valeur. Pour l'actif financier qui n'est pas classé à la juste valeur par le biais du résultat net (« JVRN »), les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition de l'actif financier sont inclus à la comptabilisation initiale. Les coûts de transaction des actifs financiers comptabilisés à la JVRN sont passés en charges dans le résultat net.

### **Classement et évaluation**

L'évaluation ultérieure des actifs financiers est fonction de l'objectif économique d'Énergie Brookfield en matière de gestion de l'actif ainsi que des caractéristiques des flux de trésorerie de l'actif. Énergie Brookfield classe ses actifs financiers dans l'une des trois catégories suivantes :

**Coût amorti** – Les actifs financiers détenus aux fins de la perception des flux de trésorerie contractuels qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sont évalués au coût amorti. Le produit d'intérêt est comptabilisé aux états financiers dans les autres produits et les profits ou les pertes sont comptabilisés en résultat net lorsque l'actif est décomptabilisé ou déprécié.

**JVAERG** – Les actifs financiers détenus en vue d'atteindre un certain objectif économique, autre que les activités de négociation à court terme, sont évalués à la JVAERG. Contrairement aux titres de créance évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG »). Les profits et les pertes tirés des instruments de capitaux propres évalués à la JVAERG ne peuvent pas être recyclés en résultat net. Lors de la décomptabilisation de l'actif, les profits ou pertes cumulés sont directement transférés des AERG aux résultats non distribués.

**JVRN** – Les actifs financiers ne respectant pas les critères de comptabilisation au coût amorti ou à la JVAERG sont évalués à la JVRN. Les profits ou les pertes sur ces passifs sont comptabilisés en résultat net.

Énergie Brookfield évalue de manière prospective les pertes de crédit attendues découlant de ses actifs comptabilisés au coût amorti et à la JVAERG. Pour les créances clients et les actifs sur contrat, Énergie Brookfield applique la méthode simplifiée prévue par IFRS 9, selon laquelle les pertes attendues pour la durée de vie sont comptabilisées au moment de la comptabilisation initiale de l'actif. Selon la méthode simplifiée de comptabilisation des pertes de crédit attendues, les entités ne sont pas tenues de faire le suivi des variations du risque de crédit, mais doivent plutôt comptabiliser une correction de valeur chaque date de clôture en fonction des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à compter de la date de comptabilisation initiale de l'actif.

Figurent parmi les indications de dépréciation :

- des indices qu'un débiteur ou un groupe de débiteurs éprouvent de sérieuses difficultés financières;
- un défaut ou retard de versement des intérêts ou de remboursement du principal;
- la probabilité qu'un débiteur ou un groupe de débiteurs déclare faillite ou procède à un autre type de restructuration financière;
- une variation dans le nombre de retards ou dans la situation économique corrélée avec les défauts, lorsque des données observables indiquent une diminution mesurable des flux de trésorerie futurs estimés.

Les créances clients et les actifs sur contrat sont passés en revue sur le plan qualitatif au cas par cas afin de déterminer s'ils doivent être sortis.

Les pertes de crédit attendues correspondent à la différence entre la valeur actualisée des flux de trésorerie contractuels devant être versés en vertu du contrat et les flux de trésorerie attendus. Les pertes de crédit attendues sont évaluées compte tenu du risque de défaut sur la durée du contrat et intègrent des informations prospectives dans leur évaluation.

Les passifs financiers sont classés soit dans les passifs financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net, soit au coût amorti, ou bien dans les dérivés désignés comme instruments de couverture dans une relation de couverture efficace. Énergie Brookfield détermine le classement de ses passifs financiers à la comptabilisation initiale. Les passifs financiers d'Énergie Brookfield comprennent les dettes fournisseurs et autres créanciers, les emprunts de la société mère, les emprunts sans recours, les passifs dérivés, les montants à payer aux parties liées et les capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. Les passifs financiers sont évalués initialement à la juste valeur, leur évaluation ultérieure étant déterminée selon leur classement dans les classes suivantes :

JVRN – Les passifs financiers détenus à des fins de transaction, comme ceux acquis aux fins de vente à court terme, et les instruments financiers dérivés conclus par Énergie Brookfield qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture, et les capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sont classés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou les pertes sur ces genres de passifs sont comptabilisés en résultat net.

Énergie Brookfield détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures donnant droit à des avantages fiscaux pour financer la construction de projets solaires et éoliens. Ces structures sont conçues pour attribuer aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, tels que les crédits d'impôt à l'investissement, les crédits d'impôt à la production et l'amortissement fiscal accéléré. En général, les structures donnant droit à des avantages fiscaux accordent aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux la majorité des bénéfices imposables américains des projets et des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, ainsi qu'une plus petite partie des flux de trésorerie des projets, jusqu'à un point déterminé par un contrat où les attributions sont ajustées (le « point de basculement »). Après le point de basculement, la majorité des bénéfices imposables américains des projets, des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables et des flux de trésorerie sont attribués au commanditaire. Les dates du point de basculement dépendent généralement d'un retour sur investissement après impôt convenu dans le cadre des projets sous-jacents. Cependant, de temps à autre, les dates du point de basculement peuvent être spécifiées dans le contrat. À tout moment, avant et après le point de basculement des projets, Énergie Brookfield conserve le contrôle des projets financés par une structure donnant droit à des avantages fiscaux. Conformément à la substance des accords contractuels, les montants payés par les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux pour leurs participations sont classés comme des passifs liés à des instruments financiers dans les états consolidés de la situation financière et sont réévalués à leur juste valeur à chaque date de clôture, conformément à IFRS 9.

La juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux est généralement composée des éléments suivants :

<b>Éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux</b>	<b>Description</b>
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Répartition des CIP à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux tirés de l'énergie produite pendant la période. Les CIP sont comptabilisés dans le poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers et un montant correspondant est porté en réduction des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.
Perte fiscale, y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	En vertu des contrats donnant droit à des avantages fiscaux, Énergie Brookfield est tenue d'attribuer des pourcentages spécifiques des pertes fiscales à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux. À mesure que les montants sont attribués, les obligations de prestation sont satisfaites et une réduction du passif donnant droit à des avantages fiscaux est comptabilisée, un montant correspondant étant inscrit au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans le compte consolidé de résultat.
Apport de paiements à l'utilisation	Certains contrats comprennent des seuils de production annuels. Si les seuils sont dépassés, l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux est tenu de verser des sommes en trésorerie additionnelles. Les sommes en trésorerie versées augmentent la valeur des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.
Distributions en trésorerie	Certains contrats prévoient également des distributions en trésorerie à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux. Au moment du versement, le montant de la distribution en trésorerie est déduit des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.

Coût amorti – Tous les autres passifs financiers sont classés au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les profits et les pertes sont comptabilisés en résultat net lorsque les passifs sont décomptabilisés ainsi que dans le cadre du processus d'amortissement. Les profits et les pertes de réévaluation sur les passifs financiers classés au coût amorti sont présentés dans le compte consolidé de résultat. Le coût amorti est calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif, moins tout remboursement ou toute réduction du principal. Le calcul tient compte de toute surcote ou décote à l'acquisition et comprend les coûts et honoraires de transaction qui font partie intégrante du taux d'intérêt effectif. Cette catégorie comprend les dettes fournisseurs et autres créditeurs, les dividendes à payer, les prêts et emprunts portant intérêt ainsi que les facilités de crédit de la société mère.

### **Dérivés et comptabilité de couverture**

Les dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle un contrat dérivé est conclu et sont ultérieurement réévalués à leur juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. La comptabilisation des variations ultérieures de la juste valeur diffère selon que le dérivé a été désigné ou non comme instrument de couverture et, le cas échéant, selon la nature de l'élément couvert et le type de relation de couverture désigné.

Énergie Brookfield désigne ses dérivés comme couverture :

- du risque de change lié aux flux de trésorerie de transactions prévues hautement probables (couvertures des flux de trésorerie);
- du risque de change lié aux investissements nets dans des établissements à l'étranger (couvertures d'un investissement net);
- du risque sur marchandises lié aux flux de trésorerie de transactions prévues hautement probables (couvertures des flux de trésorerie);
- du risque de taux d'intérêt variable lié au remboursement d'emprunts hautement probable (couvertures des flux de trésorerie).

Au commencement de la relation de couverture, Énergie Brookfield désigne et consigne officiellement la relation de couverture à laquelle elle entend appliquer la comptabilité de couverture ainsi que l'objectif et la stratégie de gestion des risques qui sous-tendent la couverture.

Une relation de couverture doit satisfaire à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- il existe un « lien économique » entre l'élément couvert et l'instrument de couverture;
- le risque de crédit n'a pas « d'effet dominant sur les variations de la valeur » qui résultent de ce lien économique;
- le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par Énergie Brookfield et la quantité de l'instrument de couverture qu'Énergie Brookfield utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

La juste valeur des divers instruments financiers dérivés utilisés à des fins de couverture et les variations de la réserve de couverture dans les capitaux propres sont présentées à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers ».

Lorsqu'un instrument de couverture arrive à expiration, est vendu, est résilié, ou ne respecte plus les critères de comptabilité de couverture, le cumul des profits ou pertes latents et les coûts différés liés à la couverture jusqu'alors inscrits dans les capitaux propres restent ainsi comptabilisés jusqu'à la réalisation de la transaction prévue. Lorsque la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le cumul des profits ou pertes latents et les coûts différés liés à la couverture sont immédiatement reclassés en résultat net.

Si le ratio de couverture aux fins de la gestion du risque n'est plus optimal, mais que l'objectif de gestion du risque demeure inchangé et que la couverture continue d'être admissible à la comptabilité de couverture, la relation de couverture sera rééquilibrée en rajustant la quantité visée par l'instrument de couverture ou celle de l'élément couvert afin que le ratio de couverture corresponde au ratio utilisé aux fins de gestion du risque. Toute inefficacité de couverture est calculée et comptabilisée en résultat net au moment du rééquilibrage de la relation de couverture.

i) Couvertures de flux de trésorerie répondant aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture

La partie efficace de la variation de la juste valeur des dérivés qui sont désignés et admissibles comme couverture de flux de trésorerie est comptabilisée dans la réserve de couverture de flux de trésorerie dans les capitaux propres, jusqu'à concurrence du cumul des variations de la juste valeur de l'élément couvert sur une base actualisée depuis le commencement de la couverture. Les profits ou les pertes liés à la partie inefficace sont comptabilisés immédiatement en résultat net à titre de Profit (perte) de change et sur les instruments financiers.

Les profits et les pertes découlant de la partie efficace de la variation de la juste valeur de la totalité du contrat à terme sont comptabilisés dans la réserve de couverture de flux de trésorerie dans les capitaux propres. Le cumul des montants comptabilisés dans les capitaux propres est reclassé dans la période où l'élément couvert a une incidence sur le résultat net.

ii) Couvertures d'investissements nets répondant aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture

Les couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger sont comptabilisées de la même manière que les couvertures de flux de trésorerie. Les profits ou les pertes sur l'instrument de couverture liés à la partie efficace de la couverture sont comptabilisés dans les AERG et cumulés dans des réserves portées aux capitaux propres. Les profits ou les pertes liés à la partie inefficace sont comptabilisés immédiatement en résultat net à titre de profit (perte) de change et sur les instruments financiers. Le cumul des profits et pertes dans les capitaux propres est reclassé en résultat net lorsque les établissements à l'étranger sont vendus, en tout ou en partie.

iii) Inefficacité de la couverture

Selon la politique de couverture d'Énergie Brookfield, l'utilisation d'instruments dérivés n'est permise que pour des relations de couverture efficace. Les sources de l'efficacité de la couverture sont déterminées au commencement de la relation de couverture et évaluées au moyen d'évaluations périodiques et prospectives de l'efficacité pour vérifier qu'il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture. Lorsque les conditions essentielles de l'instrument de couverture et de l'élément couvert sont en parfaite concordance, une appréciation qualitative de l'efficacité est réalisée. Pour les autres relations de couverture, un dérivé hypothétique est utilisé pour apprécier l'efficacité.

### m) Comptabilisation des produits et des charges

La majorité des produits sont tirés de la vente de l'électricité produite par les centrales d'Énergie Brookfield et des services auxiliaires qui y sont liés à la fois aux termes de contrats et sur le marché libre. Les obligations sont remplies à mesure que le client reçoit et consomme simultanément les avantages tandis qu'Énergie Brookfield livre de l'électricité et des produits connexes. Les produits sont comptabilisés selon la puissance et la capacité distribuées, aux tarifs contractuels établis ou aux tarifs en vigueur dans le marché. Les produits correspondent à la contrepartie qu'Énergie Brookfield s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. Les coûts liés à l'achat d'électricité ou de combustible sont comptabilisés à la livraison. Tous les autres coûts sont comptabilisés à mesure qu'ils sont engagés.

Pour de plus amples renseignements sur les produits par région géographique et par type de technologie, se reporter à la note 7, « Informations sectorielles ».

Lorsque c'est possible, Énergie Brookfield choisit d'appliquer la mesure de simplification selon IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), pour évaluer la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et les obligations d'information relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir. La mesure de simplification permet à une entité de comptabiliser les produits au montant auquel elle a le droit de facturer lui donnant droit à un montant de contrepartie correspondant directement à la valeur pour le client de la prestation remplie par l'entité jusqu'à la date considérée.

Si la contrepartie dans un contrat pour lequel la mesure de simplification selon IFRS 15 n'est pas appliquée pour évaluer dans quelle mesure une obligation de prestation est remplie comprend un montant variable, Énergie Brookfield estime le montant de contrepartie qu'elle s'attend à recevoir en échange des biens transférés au client. La contrepartie variable est estimée à l'entrée en vigueur du contrat. Une limitation s'applique à la contrepartie variable jusqu'à ce qu'il soit hautement probable que le dénouement ultérieur de l'incertitude relative à cette contrepartie ne donnera pas lieu à un ajustement à la baisse importante du montant cumulatif comptabilisé des produits lorsque l'incertitude connexe est résorbée.

Énergie Brookfield conclut également des accords regroupant la vente d'électricité et de produits connexes. L'électricité, la capacité et les crédits d'énergie renouvelable faisant l'objet de conventions d'achat d'électricité sont considérés comme des obligations de prestation distinctes. Conformément à IFRS 15, le prix de transaction aux termes d'un contrat est affecté à chaque obligation de prestation distincte et comptabilisé comme des produits des activités ordinaires lorsque l'obligation de prestation est remplie, ou à mesure qu'elle est remplie. Énergie Brookfield considère la vente d'électricité et de capacité comme une série de biens distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au même rythme et évalués selon la méthode fondée sur les extrants. Énergie Brookfield considère les crédits d'énergie renouvelable comme des obligations de prestation remplies à un moment précis. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, les produits comptabilisés à un moment précis qui correspondent aux crédits renouvelables s'établissaient à 164 millions \$ (114 millions \$ en 2019). L'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et le transfert au client du contrôle de crédits renouvelables d'un accord intégré coïncident avec le rythme de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de la production d'électricité sous-jacente.

Les produits des activités ordinaires comptabilisés hors du champ d'application d'IFRS 15 comprennent des profits réalisés et des pertes subies sur les dérivés utilisés à des fins de gestion des risques des activités de production d'Énergie Brookfield associés aux prix des marchandises. Pour couvrir la totalité ou une partie des sources de revenus attendues, Énergie Brookfield conclut, de temps à autre, des contrats sur marchandises lorsqu'elle vend de l'électricité à un marché indépendant d'exploitation du réseau d'électricité et qu'aucune CAE n'est disponible. Ces contrats sur marchandises nécessitent des règlements périodiques dans le cadre desquels Énergie Brookfield reçoit un prix fixe en fonction d'une quantité spécifiée d'électricité et paie aux contreparties un prix de marché variable en fonction de la même quantité spécifiée d'électricité. Puisque ces dérivés sont comptabilisés selon la comptabilité de couverture, les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les produits au compte consolidé de résultat. Les opérations financières comprises dans les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2020 ont entraîné une augmentation des produits de 55 millions \$ (augmentation des produits de 9 millions \$ en 2019 et diminution des produits de 13 millions \$ en 2018).

## Soldes des contrats

Actifs sur contrat – Un actif sur contrat est un droit d’obtenir une contrepartie en échange de biens ou de services qui ont été fournis au client. Si Énergie Brookfield fournit une prestation, c’est-à-dire des biens ou des services, à un client avant que ce dernier ne paie la contrepartie ou avant que le paiement ne soit exigible, un actif sur contrat est comptabilisé pour la contrepartie gagnée qui est conditionnelle.

Créances clients – Une créance est le droit inconditionnel d’Énergie Brookfield à un montant de contrepartie (c’est-à-dire que seul l’écoulement du temps détermine que le paiement de la contrepartie est exigible).

Passifs sur contrat – Un passif sur contrat est l’obligation de fournir à un client des biens ou des services pour lesquels Énergie Brookfield a reçu une contrepartie du client (ou pour lesquels un montant de contrepartie est exigible). Si le client paie la contrepartie avant qu’Énergie Brookfield fournisse une prestation, c’est-à-dire des biens ou des services, à un client, un passif sur contrat est comptabilisé au moment où le paiement est effectué ou au moment où le paiement est exigible (selon ce qui se produit en premier). Les passifs sur contrat sont comptabilisés comme des produits lorsqu’Énergie Brookfield remplit ses obligations de prestation aux termes du contrat.

### n) Impôts sur le résultat

Les actifs et les passifs d’impôt exigible sont évalués afin de calculer le montant qui devrait être versé aux autorités fiscales, déduction faite des recouvrements, selon les taux d’imposition et les lois en vigueur ou pratiquement en vigueur aux dates de clôture. Les actifs et les passifs d’impôt exigible sont inclus respectivement dans les créances clients et autres actifs courants, et dans les dettes fournisseurs et autres créditeurs.

L’impôt différé est comptabilisé lorsqu’il y a des différences temporaires imposables entre la base fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. L’impôt différé n’est pas comptabilisé lorsque la différence temporaire résulte du goodwill ou de la comptabilisation initiale d’autres actifs et passifs dans le cadre d’une transaction qui n’est pas un regroupement d’entreprises et qui ne touche ni le bénéfice imposable ni le résultat comptable. Des actifs d’impôt différé sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires déductibles et les reports en avant de crédits d’impôt non utilisés et de pertes fiscales non utilisées, dans la mesure où il est probable que les déductions, les crédits d’impôt et les pertes fiscales puissent être utilisés. La valeur comptable des actifs d’impôt différé fait l’objet d’un examen à chaque date de clôture et est réduite dans la mesure où il n’est plus probable que les actifs d’impôt soient recouverts. Les actifs et les passifs d’impôt différé sont évalués aux taux d’imposition qui devraient être en vigueur pour l’exercice au cours duquel l’actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d’imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date de clôture.

Les impôts exigible et différé liés aux éléments comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global sont également comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global.

### o) Regroupements d’entreprises

L’acquisition d’une entreprise est comptabilisée selon la méthode de l’acquisition. La contrepartie de chaque acquisition correspond au total des justes valeurs, à la date de l’échange, des actifs transférés, des dettes contractées à l’égard des anciens propriétaires de l’entreprise acquise, et des instruments de capitaux propres émis par l’acquéreur en échange du contrôle de l’entreprise acquise. Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l’entreprise acquise qui respectent les conditions de comptabilisation selon IFRS 3, *Regroupements d’entreprises* (« IFRS 3 »), sont comptabilisés à leur juste valeur à la date d’acquisition, sauf les impôts sur le résultat, qui sont évalués selon IAS 12, *Impôts sur le résultat* (« IAS 12 »), les paiements fondés sur des actions, qui sont évalués selon IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, et les actifs non courants classés comme étant détenus en vue de la vente et évalués à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente selon IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. La participation ne donnant pas le contrôle dans l’entreprise acquise est initialement évaluée selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle de la juste valeur nette des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés ou, le cas échéant, selon la juste valeur des actions en circulation.

Le goodwill est comptabilisé dans la mesure où le total de la juste valeur de la contrepartie versée, le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle et la juste valeur de toute participation précédemment détenue dans l’entité acquise excèdent la juste valeur des immobilisations corporelles et incorporelles identifiables nettes acquises. Si l’écart est négatif, le montant est comptabilisé en résultat net à titre de profit. Le goodwill n’est pas amorti et n’est pas déductible aux fins de l’impôt. Toutefois, après la comptabilisation initiale, le goodwill est évalué au coût après déduction du cumul des pertes de valeur. Un test de dépréciation est effectué au moins une fois l’an, ou lorsque des circonstances, comme une diminution

importante des produits, du résultat ou des flux de trésorerie prévus, indiquent qu'il est plus probable qu'improbable que le goodwill ait subi une perte de valeur. Les pertes de valeur à l'égard du goodwill ne peuvent être reprises.

Lorsqu'un regroupement d'entreprises est réalisé par étapes, les participations détenues précédemment dans l'entité acquise sont réévaluées à leur juste valeur à la date d'acquisition, soit la date à laquelle le contrôle est obtenu, et le profit ou la perte qui en découle, le cas échéant, est comptabilisé en résultat net. Les montants découlant des participations dans l'entreprise acquise détenues avant la date d'acquisition qui ont été comptabilisés précédemment dans les autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net. Au moment de la sortie ou de la perte de contrôle d'une filiale, la valeur comptable de l'actif net de la filiale (y compris tout autre élément du résultat global lié à celle-ci) est décomptabilisée, et l'écart entre tout produit touché et la valeur comptable de l'actif net est comptabilisé en résultat comme un profit ou une perte.

Lorsque cela s'applique, la contrepartie de l'acquisition comprend tout actif ou passif découlant d'une entente de contrepartie éventuelle, mesuré à la juste valeur à la date d'acquisition. Les variations ultérieures de la juste valeur sont inscrites dans le coût d'acquisition, quand elles sont considérées comme des ajustements liés à la période d'évaluation. Toutes les autres variations de la juste valeur de la contrepartie éventuelle classée à titre de passifs seront comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat, tandis que les variations de la juste valeur de la contrepartie éventuelle classée dans les capitaux propres de la société ne font pas l'objet d'une réévaluation ultérieure.

#### **p) Actifs détenus en vue de la vente**

Les actifs non courants et les groupes destinés à être cédés sont classés comme étant détenus en vue de la vente si leur valeur comptable est recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue. Cette condition est remplie uniquement lorsque la vente est hautement probable et que l'actif non courant ou le groupe destiné à être cédé est disponible à la vente immédiatement dans son état actuel. La direction doit s'engager à conclure la vente, et cette dernière devrait pouvoir satisfaire aux critères de comptabilisation à titre de vente réalisée moins d'un an suivant la date de classement, sous réserve de certaines exceptions.

Lorsqu'Énergie Brookfield s'engage à l'égard d'un plan de vente impliquant la perte de contrôle d'une filiale, tous les actifs et les passifs de cette filiale sont classés comme étant détenus en vue de la vente lorsque les critères établis ci-dessus sont remplis, qu'elle conserve ou non une participation ne donnant pas le contrôle dans son ancienne filiale après la vente.

Les actifs non courants et les groupes destinés à être cédés classés comme étant détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable antérieure et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Les actifs non courants classés comme étant détenus en vue de la vente et les actifs d'un groupe destiné à être cédé sont présentés séparément des autres actifs dans l'état consolidé de la situation financière et sont classés comme courants. Les passifs d'un groupe destiné à être cédé classés comme étant détenus en vue de la vente sont présentés séparément des autres passifs dans les états consolidés de la situation financière et sont classés comme courants.

Lorsqu'elles sont classées comme étant détenues en vue de la vente, les immobilisations corporelles et incorporelles ne sont pas amorties.

#### **q) Autres éléments**

##### **i) Coûts inscrits à l'actif**

Les coûts inscrits à l'actif liés aux immobilisations en cours comprennent toutes les dépenses admissibles engagées relativement à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif qualifié. Un actif qualifié est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé. Les intérêts et les coûts d'emprunt liés aux immobilisations en cours sont inscrits à l'actif lorsque les activités nécessaires pour préparer l'actif à son usage prévu ou à sa vente prévue sont en cours, que les dépenses liées à cet actif ont été engagées et que les fonds ont été utilisés ou empruntés pour financer la construction ou l'aménagement. Les coûts cessent d'être inscrits à l'actif lorsque celui-ci est prêt à être utilisé.

## ii) Prestations de retraite et avantages du personnel futurs

Les prestations de retraite et les avantages du personnel futurs relativement aux employés des entités en exploitation faisant partie d'Énergie Brookfield sont comptabilisés dans les états financiers consolidés. Le coût des prestations de retraite au titre des régimes à prestations définies et des avantages postérieurs à l'emploi offerts est comptabilisé au fur et à mesure que les employés obtiennent droit à prestations. La méthode des unités de crédit projetées au prorata des années de service, qui se fonde sur les hypothèses les plus probables de la direction, est utilisée pour évaluer les prestations et autres avantages de retraite. Tous les écarts actuariels sont comptabilisés immédiatement par le biais des autres éléments du résultat global afin que le montant net de l'actif ou du passif au titre des régimes de retraite comptabilisés aux états consolidés de la situation financière reflète la valeur totale du déficit ou de l'excédent des régimes. L'intérêt net est calculé en appliquant le taux d'actualisation à l'actif ou au passif net au titre des prestations définies. Les variations du montant net des obligations au titre des prestations définies se rapportant aux coûts de service (qui comprennent le coût des services rendus pour l'exercice, le coût des services passés, ainsi que les profits et les pertes sur les réductions et les règlements ponctuels), et les charges d'intérêts nettes ou les produits d'intérêts nets sont comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat.

Les réévaluations, composées des écarts actuariels, de l'incidence du plafond de l'actif et du rendement des actifs des régimes (excluant l'intérêt net), sont comptabilisées immédiatement aux états consolidés de la situation financière, et un débit ou un crédit correspondant est porté aux autres éléments du résultat global pendant la période au cours de laquelle les réévaluations ont eu lieu. Les réévaluations ne sont pas reclassées en résultat net au cours de périodes ultérieures. Pour les régimes à cotisations définies, les montants sont passés en charges en fonction des droits à prestations des employés.

## iii) Passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement

Les obligations juridiques et implicites liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles sont comptabilisées en tant que passifs lorsque l'obligation est engagée et sont évaluées à la valeur actuelle des coûts prévus pour régler le passif, au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres au passif. Le passif est désactualisé jusqu'à la date à laquelle il sera réglé, et une charge correspondante est comptabilisée dans les charges d'exploitation. La valeur comptable des passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement est revue chaque année, et l'incidence des modifications d'estimations touchant le montant des flux de trésorerie ou le moment prévu des débours est ajoutée au coût de l'actif connexe, ou déduite de celui-ci.

## iv) Provisions

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est constituée lorsqu'Énergie Brookfield a une obligation actuelle juridique ou implicite résultant d'événements passés, qu'il est probable qu'une sortie de trésorerie soit nécessaire pour régler l'obligation et que le montant peut être estimé de façon fiable. Aucune provision n'est comptabilisée pour des pertes d'exploitation futures. La provision est évaluée à la valeur actuelle de la meilleure estimation des dépenses qui devraient être nécessaires pour régler l'obligation selon un taux d'actualisation qui tient compte des appréciations courantes du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres à l'obligation. Les provisions sont réévaluées chaque date de clôture au moyen du taux d'actualisation courant. L'augmentation de la provision au fil du temps est comptabilisée en tant que charge d'intérêts.

## v) Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts découlent du passage du temps et sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'engagement.

#### vi) Subventions gouvernementales

Énergie Brookfield est admissible à des subventions gouvernementales pour la construction ou l'acquisition d'actifs de production d'énergie renouvelable et la mise en service commerciale de ces actifs, dans la mesure où sa demande auprès de l'organisme concerné est acceptée. L'évaluation visant à déterminer si un projet respecte les conditions requises et s'il existe une assurance raisonnable que les subventions seront reçues sera effectuée au cas par cas. Énergie Brookfield réduit le coût de l'actif du montant de la subvention. Le montant des subventions est comptabilisé systématiquement en résultat net à titre de réduction de l'amortissement sur les périodes au cours desquelles est comptabilisé l'amortissement de ces actifs et proportionnellement à cet amortissement.

Pour ce qui est des subventions liées au résultat, l'aide gouvernementale (correspondant à la différence entre le prix du marché et le prix fixe garanti) devient généralement exigible au moment de la production de l'électricité et de sa livraison au réseau pertinent. À ce stade, l'encaissement de la subvention devient raisonnablement assuré, et celle-ci est alors comptabilisée dans les produits au cours du mois de livraison de l'électricité.

#### r) Estimations critiques

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

##### i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ».

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

##### ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation, au moment de la livraison de l'électricité et aux éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou paierait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », pour de plus amples renseignements.

##### iii) Impôt différé

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

#### iv) Passifs relatifs au démantèlement

Les coûts relatifs au démantèlement seront engagés à la fin de la durée d'exploitation de certains actifs d'Énergie Brookfield. Ces obligations sont généralement éloignées dans le temps et exigent l'exercice de jugement. L'estimation des coûts relatifs au démantèlement peut varier en fonction de nombreux facteurs, y compris les changements des exigences légales, réglementaires et environnementales pertinentes, l'émergence de nouvelles techniques de restauration ou l'expérience d'autres centrales de production d'énergie. Sont inhérentes aux calculs de ces coûts des hypothèses et des estimations portant, entre autres, sur les montants du règlement final, le taux d'inflation, les taux d'actualisation et le moment du règlement.

#### s) Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables

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

##### i) Préparation des états financiers consolidés

Les présents états financiers consolidés présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Énergie Brookfield exerce son jugement pour déterminer si des filiales non entièrement détenues sont contrôlées par Énergie Brookfield. Pour ce faire, elle doit établir i) la façon dont les activités pertinentes de la filiale sont dirigées; ii) si les droits afférents aux participations sont des droits substantiels ou des droits de protection; et iii) la capacité d'Énergie Brookfield à influencer le rendement de la filiale.

##### ii) Transactions sous contrôle commun

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application d'IFRS 3 et la direction a donc exercé son jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions, et a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude. Énergie Brookfield a pour politique de présenter les actifs et les passifs comptabilisés découlant des transactions entre entités sous contrôle commun à la valeur comptable dans les états financiers du cédant et de refléter les résultats des entités regroupées dans les comptes consolidés de résultat, les états consolidés du résultat global, les états consolidés de la situation financière, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour toutes les périodes présentées pendant lesquelles les entités étaient sous le contrôle commun du cédant, quel que soit le moment où survient le regroupement. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

##### iii) Immobilisations corporelles

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

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

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

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2026 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2028 en Colombie, d'ici 2023 en Europe et d'ici 2024 au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales d'énergie renouvelable pour établir les prix de l'électricité provenant de sources renouvelables générée par des centrales hydroélectriques, solaires et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout compris de nouvelles centrales.

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

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

#### iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 l), « Instruments financiers ». En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9, pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net et à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global ainsi que pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

#### v) Impôt différé

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

## **t) Modifications futures de méthodes comptables**

### **Modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 en ce qui concerne les informations à fournir**

La réforme des taux interbancaires offerts (« TIO ») s'entend de la réforme à l'échelle mondiale des taux d'intérêt de référence, qui comprend le remplacement de TIO précisés par des taux de référence alternatifs. Il est actuellement prévu que le taux Secured Overnight Financing Rate (« SOFR ») remplacera le TIOL en dollars américains, que le taux Sterling Overnight Index Average (« SONIA ») remplacera le TIOL en livres sterling et que le taux en euros à court terme (« €STR ») remplacera l'EURIBOR. Énergie Brookfield a adopté le 1<sup>er</sup> octobre 2019, soit avant la date d'entrée en vigueur obligatoire, les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 découlant de la réforme des taux d'intérêt de référence le (« modifications issues de la phase 1 »), qui ont été publiés en septembre 2019. Les modifications issues de la phase 1 ont permis de dissiper les éléments d'incertitude qui auraient pu se présenter dans la préparation à la transition. Les modifications issues de la phase 1 ont été appliquées de manière rétrospective aux relations de couverture en vigueur au début de la période de présentation de l'information financière ou désignées ultérieurement, et au montant cumulé dans la réserve de couverture de flux de trésorerie à cette date.

Les modifications issues de la phase 1 consentent une exception temporaire à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture pour les relations de couverture d'Énergie Brookfield qui sont directement touchées par la réforme des TIO, soit principalement le TIOL en dollars américains, le TIOL en livres sterling et l'EURIBOR. Grâce à cette exception, Énergie Brookfield ne devrait pas être tenue de mettre fin à des relations de couverture uniquement en raison de l'incertitude engendrée par la réforme des TIO. Au moment d'évaluer si une couverture sera hautement efficace de manière prospective, Énergie Brookfield peut supposer que les taux d'intérêt de référence liés à ses couvertures ne sont généralement pas modifiés par la réforme des TIO. Ces exceptions cessent de s'appliquer à un élément couvert ou à un instrument de couverture, le cas échéant, dès que se présente l'une ou l'autre des situations suivantes : i) l'incertitude rattachée à la réforme des TIO est levée quant à l'échéance et au montant des flux de trésorerie futurs qui sont fondés sur un taux d'intérêt de référence et ii) la relation de couverture prend fin. Les modifications issues de la phase 1 n'ont aucune incidence sur Énergie Brookfield puisqu'elles lui permettent de continuer d'utiliser la comptabilité de couverture pour ses relations de couverture désignées antérieurement.

### **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 2 »), qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et dont l'adoption anticipée est permise. Les modifications issues de la phase 2 offrent d'autres indications pour traiter de questions qui seront soulevées pendant la transition des taux d'intérêt de référence. Les modifications issues de la phase 2 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 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 d'IAS 1 – Présentation des états financiers (« 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<sup>er</sup> janvier 2023. 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.

## 2. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales d'Énergie Brookfield qui, de l'avis de la direction, avaient une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2020 :

	Territoire de constitution, d'enregistrement ou d'activité	Pourcentage des droits de vote détenus ou contrôlés
BP Brazil US Subco LLC .....	Delaware	100
Brookfield BRP Canada Corp.....	Alberta	100
Brookfield BRP Europe Holdings (Bermuda) Limited.....	Bermudes	100
Brookfield Power US Holding America Co.....	Delaware	100
Isagen S.A. E.S.P. <sup>1</sup> .....	Colombie	99,67
TerraForm Power NY Holdings, Inc. <sup>1</sup> .....	New York	100

<sup>1)</sup> Contrôle exercé en vertu des droits de vote obtenus aux termes de conventions de vote conclues avec Brookfield.

## 3. ACQUISITIONS

### Portefeuille de centrales d'énergie solaire en Espagne

Le 11 février 2020, Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de sa participation dans TerraForm Power, a conclu l'acquisition de la totalité d'un portefeuille de deux centrales d'énergie solaire concentrée (collectivement, le « portefeuille de centrales d'ESC en Espagne ») situées en Espagne, d'une puissance nominale combinée d'environ 100 MW. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement, s'élève à 111 millions € (121 millions \$). Les coûts d'acquisition, totalisant 1 million \$, ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Le placement a été comptabilisé selon la méthode d'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille de centrales d'ESC en Espagne se seraient élevés à 99 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

La répartition du prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard de l'acquisition est la suivante :

(EN MILLIONS)	Portefeuille de centrales d'ESC en Espagne
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	22 \$
Liquidités soumises à restrictions.....	27
Créances clients et autres actifs courants.....	33
Immobilisations corporelles, à la juste valeur.....	661
Actifs d'impôt différé .....	14
Autres actifs non courants .....	8
Passifs courants .....	(17)
Instruments financiers.....	(148)
Emprunts sans recours.....	(475)
Passifs relatifs au démantèlement.....	(23)
Autres passifs non courants .....	(22)
Juste valeur des actifs acquis identifiables.....	80
Goodwill.....	41
Prix d'acquisition.....	121 \$

## Réalisées en 2019

*Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date d'acquisition.*

### Portefeuille éolien en Inde

Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu une transaction en vue d'acquérir une centrale éolienne en exploitation en Inde d'une puissance de 105 MW le 7 juin 2019 et une centrale éolienne en exploitation de 105 MW le 8 juillet 2019 (collectivement, le « portefeuille éolien en Inde »).

Énergie Brookfield a acquis, avec ses partenaires institutionnels, le portefeuille éolien en Inde pour une contrepartie totale de 4,6 milliards INR (67 millions \$), majoré d'un paiement éventuel qui devrait s'élever à 0,8 milliard INR (12 millions \$). Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 25 % et 100 % des droits de vote. Les coûts d'acquisition, totalisant moins de 1 million \$, ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés et ils ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits provenant du portefeuille éolien en Inde se seraient élevés à 37 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

### Centrale éolienne en Chine

Le 30 septembre 2019, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une centrale éolienne en exploitation en Chine d'une puissance de 200 MW (la « centrale éolienne en Chine ») en contrepartie de 1 140 millions CNY (160 millions \$). Énergie Brookfield détient une participation financière de 25 % et 100 % des droits de vote. Les coûts d'acquisition, totalisant moins de 1 million \$, ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits provenant de la centrale éolienne en Chine se seraient élevés à 44 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

## Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis (« portefeuille PD »)

Le 26 septembre 2019, Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de sa participation dans TerraForm Power, a acquis une participation de 100 % dans un portefeuille de production distribuée de centrales d'énergie renouvelable aux États-Unis d'une puissance de 320 MW, pour une contrepartie totale de 735 millions \$. Les coûts d'acquisition, totalisant 5 millions \$, ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés et ils ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille PD se seraient élevés à 67 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La répartition provisoire du prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard des acquisitions est la suivante :

(EN MILLIONS)	Portefeuille éolien en Inde	Portefeuille éolien en Chine	Portefeuille PD	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	— \$	— \$	3 \$	3 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	14	2	—	16
Créances clients et autres actifs courants .....	14	51	47	112
Immobilisations corporelles, à la juste valeur .....	243	307	753	1 303
Passifs courants .....	(1)	(23)	(8)	(32)
Tranche courante des emprunts sans recours .....	(12)	(18)	—	(30)
Instruments financiers .....	(4)	—	—	(4)
Emprunts sans recours .....	(158)	(131)	—	(289)
Passifs d'impôt différé .....	(8)	(28)	—	(36)
Passifs relatifs au démantèlement .....	(5)	—	(33)	(38)
Autres passifs non courants .....	(4)	—	(27)	(31)
Juste valeur des actifs nets acquis identifiables .....	79 \$	160 \$	735 \$	974 \$

*Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, Énergie Brookfield exerçant une influence notable grâce à sa position dans l'entreprise, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date du placement.*

### X-Elio

En décembre 2019, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a conclu une entente en vue de former une coentreprise à parts égales visant X-Elio. Établie en Espagne, X-Elio détient un portefeuille qui comprend des centrales d'énergie solaire en exploitation d'une puissance d'environ 972 MW, des actifs en construction d'une puissance d'environ 1 000 MW et un portefeuille de développement d'une puissance de 5 000 MW principalement en Espagne, au Mexique, aux États-Unis et au Japon. Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 12,5 % dans le portefeuille de la coentreprise. La contrepartie d'Énergie Brookfield a totalisé 124 millions € (138 millions \$).

#### 4. CESSION D'ACTIFS

En mars 2020, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille d'actifs d'énergie solaire en Thaïlande d'une puissance de 39 MW. La contrepartie totale s'est élevée à 3 079 millions TBH (94 millions \$) et Énergie Brookfield détenait une participation d'environ 31 % dans ce portefeuille. La transaction a donné lieu à une perte sur cession de 12 millions \$ (perte nette de 4 millions \$ pour Énergie Brookfield) comptabilisée au poste Divers dans le compte consolidé de résultat. Immédiatement avant de classer le portefeuille comme étant détenu en vue de la vente en 2018, Énergie Brookfield a procédé à une réévaluation des immobilisations corporelles, conformément au modèle de réévaluation, soit le modèle qu'elle a choisi d'appliquer, et a comptabilisé une hausse de 42 millions \$ de la juste valeur.

En septembre 2020, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a vendu à un tiers sa participation dans une centrale d'énergie solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 33 MW pour une contrepartie brute en trésorerie de 300 millions ZAR (18 millions \$), ce qui a donné lieu à une perte sur cession de 4 millions \$ comptabilisée au poste Divers dans le compte consolidé de résultat. Le produit total, déduction faite des règlements de contrats de change, s'est élevé à 25 millions \$ (montant net de 8 millions \$ pour Énergie Brookfield). Immédiatement avant de classer le portefeuille comme étant détenu en vue de la vente en 2018, Énergie Brookfield a procédé à une réévaluation des immobilisations corporelles, conformément au modèle de réévaluation, soit le modèle qu'elle a choisi d'appliquer, et a comptabilisé une hausse de 22 millions \$ de la juste valeur. La participation d'Énergie Brookfield s'élevait à environ 31 %.

En novembre 2020, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a vendu sa participation dans un portefeuille d'énergie éolienne en Irlande d'une puissance de 47 MW pour un produit de 119 millions € (142 millions \$), déduction faite des coûts de transaction, ce qui a donné lieu à une perte sur cession de 2 millions \$ comptabilisée au poste Divers dans le compte consolidé de résultat. Immédiatement avant de classer le portefeuille comme étant détenu en vue de la vente au cours du troisième trimestre de 2020, Énergie Brookfield a procédé à une réévaluation des immobilisations corporelles, conformément au modèle de réévaluation, soit le modèle qu'elle a choisi d'appliquer, et a comptabilisé une hausse de 1 million \$ de la juste valeur. La participation d'Énergie Brookfield s'élevait à environ 39,6 %.

L'information financière résumée relative aux cessions est présentée ci-après :

(EN MILLIONS)	<b>Total</b>
Produit, déduction faite des coûts de transaction .....	<b>254 \$</b>
Valeur comptable des actifs nets détenus en vue de la vente	
Actif.....	<b>397</b>
Passif.....	<b>(110)</b>
Participations ne donnant pas le contrôle.....	<b>(15)</b>
	<b>272</b>
Perte sur cession, déduction faite des coûts de transaction .....	<b>(18) \$</b>

## 5. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Au 31 décembre 2020, les actifs détenus en vue de la vente compris dans les secteurs opérationnels d'Énergie Brookfield comprenaient des portefeuilles de centrales d'énergie solaire en Asie.

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux actifs et passifs classés comme étant détenus en vue de la vente aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2020</u>	<u>2019</u>
<b>Actif</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	4 \$	14 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	1	22
Créances clients et autres actifs courants .....	1	13
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	51	303
Goodwill .....	—	—
Autres actifs non courants.....	—	—
Actifs détenus en vue de la vente .....	<u>57 \$</u>	<u>352 \$</u>
<b>Passif</b>		
Passifs courants.....	— \$	18 \$
Emprunts sans recours .....	4	73
Autres passifs non courants .....	10	46
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente.....	<u>14 \$</u>	<u>137 \$</u>

Énergie Brookfield continue à consolider et à comptabiliser les produits, les charges et les flux de trésorerie liés aux actifs détenus en vue de la vente dans les comptes consolidés de résultat, dans les états consolidés du résultat global et dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie, respectivement. Les actifs non courants classés comme étant détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

En 2020, Énergie Brookfield a conclu la vente de ses centrales secondaires au sein du portefeuille de TerraForm Global en Afrique du Sud et en Thaïlande, qui était composé de centrales d'énergie solaire d'une puissance de 72 MW, et celle d'un portefeuille d'actifs éoliens en Irlande d'une puissance de 47 MW. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs ».

## 6. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Énergie Brookfield court divers risques financiers en raison de ses activités, y compris le risque de marché (c'est-à-dire le risque sur marchandises, le risque de taux d'intérêt et le risque de change), le risque de crédit et le risque de liquidité. Énergie Brookfield a recours principalement à des instruments financiers pour gérer ces risques.

L'analyse de sensibilité présentée ci-après rend compte des risques liés aux instruments qui, de l'avis d'Énergie Brookfield, sont sensibles aux fluctuations du marché et de la perte éventuelle pouvant découler de la sélection d'une ou de plusieurs variations hypothétiques. Par conséquent, l'information qui suit ne vise pas à décrire tous les risques que court Énergie Brookfield.

### a) Risque de marché

Le risque de marché est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des prix du marché.

Énergie Brookfield est exposée au risque de marché découlant des actifs et des passifs libellés en monnaies étrangères, de l'incidence des variations des taux d'intérêt et des passifs à taux variable. Le risque de marché est géré en finançant les actifs au moyen de passifs financiers libellés dans la même devise et assortis de modalités semblables quant aux taux d'intérêt, ainsi qu'en détenant des contrats financiers, tels que des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change, de façon à réduire au minimum le reste du risque couru. Les instruments financiers détenus par Énergie Brookfield qui sont assujettis au risque de marché comprennent les emprunts ainsi que les instruments financiers comme les contrats de taux d'intérêt, les contrats de change et les contrats sur marchandises. Les catégories d'instruments financiers qui peuvent donner lieu à une variabilité considérable sont décrites ci-après :

#### i) Risque de prix de l'électricité

Énergie Brookfield vise à vendre de l'électricité en vertu de contrats à long terme afin d'assurer la stabilité des prix et de réduire son exposition aux marchés de gros. Le risque de prix de l'électricité est lié à la vente de sa part de production non régie par contrat et est réduit grâce à des contrats d'énergie dérivés à court terme. Le risque de prix de l'électricité est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des prix de l'électricité.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du prix du marché de l'électricité aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du prix du marché, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % du prix de l'électricité du marché sur des contrats d'énergie dérivés en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Augmentation de 5 % .....	(13) \$	(21) \$	(16) \$	(16) \$	(12) \$	(15) \$
Diminution de 5 % .....	14	8	6	16	12	15

<sup>1)</sup> Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

#### ii) Risque de change

Le risque de change est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur lié à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des taux de change.

Énergie Brookfield est exposée au dollar canadien, à l'euro, au réal, au peso colombien, à la livre sterling, à la roupie indienne, au ringgit et au yuan en raison des participations qu'elle détient dans des établissements étrangers. Par conséquent, les fluctuations du dollar américain par rapport à ces monnaies étrangères augmentent la volatilité du résultat net et des autres éléments du résultat global. Énergie Brookfield est partie à des contrats de change dans le but surtout d'atténuer cette exposition.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du taux de change aux 31 décembre sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du taux de change, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % des taux de change du dollar américain sur les swaps de change en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Augmentation de 5 % .....	<b>10 \$</b>	49 \$	66 \$	<b>73 \$</b>	41 \$	64 \$
Diminution de 5 % .....	<b>(7)</b>	(40)	(66)	<b>(72)</b>	(41)	(65)

<sup>1)</sup> Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

### iii) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des taux d'intérêt.

Les actifs d'Énergie Brookfield consistent essentiellement en actifs physiques de longue durée. Les passifs financiers d'Énergie Brookfield sont principalement constitués de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à taux fixe grâce à des instruments financiers sur taux d'intérêt. À l'exception des passifs liés aux capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux, tous les autres passifs financiers non dérivés sont comptabilisés au coût amorti. Énergie Brookfield détient aussi des contrats sur taux d'intérêt pour s'assurer des taux fixes sur certaines émissions à venir de titres d'emprunt.

Énergie Brookfield conclura des swaps de taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield, principalement sur les intérêts à payer sur la dette à taux variable d'Énergie Brookfield, laquelle se limite à certains emprunts sans recours, dont la valeur totale du capital s'élevait à 5 960 millions \$ (6 127 millions \$ en 2019). De ce montant en capital, le taux d'intérêt d'une tranche de 3 465 millions \$ (3 122 millions \$ en 2019) a été fixé à l'aide de contrats sur taux d'intérêt. La juste valeur des passifs comptabilisés relativement aux swaps de taux d'intérêt a été calculée selon un modèle d'évaluation utilisant des taux d'intérêt observables.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations des taux d'intérêt aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 1 % des taux d'intérêt, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 1 % des taux d'intérêt sur les swaps de taux d'intérêt, la dette à taux variable et des capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Augmentation de 1 % .....	<b>37 \$</b>	37 \$	27 \$	<b>122 \$</b>	69 \$	65 \$
Diminution de 1 % .....	<b>(38)</b>	(38)	(22)	<b>(129)</b>	(69)	(68)

<sup>1)</sup> Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

## b) Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de perte découlant du non-respect, par un emprunteur ou une contrepartie, de ses obligations contractuelles. L'exposition d'Énergie Brookfield au risque de crédit lié aux instruments financiers a trait essentiellement aux obligations des contreparties à l'égard des contrats d'énergie, des swaps de taux d'intérêt, des contrats de change à terme et des transactions physiques d'électricité.

Énergie Brookfield réduit au minimum le risque de crédit lié aux contreparties par le choix, la surveillance et la diversification des contreparties, et par l'utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques d'atténuation des risques de crédit. De même, les conventions d'achat d'électricité d'Énergie Brookfield sont examinées régulièrement et la majorité d'entre elles sont conclues avec des clients qui ont un historique de crédit de longue date ou une notation de première qualité, ce qui limite le risque de non-recouvrement. Pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients d'Énergie Brookfield, se reporter à la note 24, « Créances clients et autres actifs courants ».

L'exposition maximale au risque de crédit aux 31 décembre s'établissait comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Créances clients et autres créances à court terme.....	792 \$	785 \$
Actifs liés aux instruments financiers <sup>1</sup> .....	139	153
Montants à recevoir de parties liées.....	56	60
Actif sur contrat <sup>1</sup> .....	455	473
	<b>1 442 \$</b>	<b>1 471 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprennent les montants courants et non courants.

## c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque qu'Énergie Brookfield ne puisse pas combler des besoins de trésorerie ou s'acquitter d'une obligation à son échéance. Le risque de liquidité est atténué par les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield et par son accès à des facilités de crédit non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit, se reporter à la note 15, « Emprunts ». Énergie Brookfield veille aussi à avoir accès aux marchés financiers et maintient une solide note de crédit de première qualité.

Énergie Brookfield est également exposée au risque lié au financement par emprunt. Ce risque est atténué par la nature à long terme des instruments d'emprunt et par l'échelonnement des dates d'échéance sur une longue période.

## OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant classe les obligations en matière de trésorerie liées aux passifs d'Énergie Brookfield en les regroupant par classe d'échéance pertinente définie en fonction de la durée restante entre les dates de clôture et la date d'échéance contractuelle. Comme les montants représentent les flux de trésorerie contractuels non actualisés (majorés des coûts de financement non amortis et du cumul des amortissements, le cas échéant), ils pourraient ne pas correspondre aux montants présentés aux états consolidés de la situation financière.

AU 31 DÉCEMBRE 2020 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	625 \$	— \$	— \$	625 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1,2</sup> .....	283	513	155	951
Montants à payer à des parties liées.....	506	11	—	517
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions.....	1	5	12	18
Obligations locatives <sup>1</sup> .....	33	112	294	439
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	3	314	1 826	2 143
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	1 141	5 214	9 651	16 006
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>3</sup> .....	824	2 682	2 827	6 333
Total.....	3 416 \$	8 851 \$	14 765 \$	27 032 \$

AU 31 DÉCEMBRE 2019 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	768 \$	— \$	— \$	768 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1,2</sup> .....	246	331	149	726
Montants à payer à des parties liées.....	139	7	—	146
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions.....	1	6	15	22
Obligations locatives <sup>1</sup> .....	34	115	337	486
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	—	607	1 500	2 107
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	1 133	4 878	9 216	15 227
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>3</sup> .....	751	2 887	2 940	6 578
Total.....	3 072 \$	8 831 \$	14 157 \$	26 060 \$

<sup>1)</sup> Comprennent les montants courants et non courants.

<sup>2)</sup> Comprennent les passifs liés aux capitaux propres donnant droit aux avantages fiscaux qui seront en partie réglés au moyen d'attributs fiscaux sans effet de trésorerie

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

### Informations sur la juste valeur

La juste valeur constitue le prix qui serait reçu à la vente d'un actif, ou payé au transfert d'un passif dans une transaction ordonnée entre les participants du marché, à la date d'évaluation.

Lorsque la juste valeur est établie à l'aide de modèles d'évaluation, il faut avoir recours à des hypothèses quant au montant et à l'échéancier des flux de trésorerie futurs estimatifs et aux taux d'actualisation. Pour déterminer ces hypothèses, la direction se base principalement sur des données de marché externes facilement observables, comme les courbes des taux d'intérêt, les taux de change, les prix des marchandises et, selon le cas, les écarts de taux.

L'évaluation de la juste valeur d'un actif non financier représente la contrepartie qui serait reçue dans le cadre d'une transaction ordonnée entre les participants du marché, compte tenu d'une utilisation optimale de l'actif.

Les actifs et les passifs mesurés à la juste valeur sont classés dans l'un des trois niveaux de la hiérarchie décrite ci-dessous. Chaque niveau correspond à un degré de fiabilité des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs.

Niveau 1 – Données fondées sur les prix cotés non ajustés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques;

Niveau 2 – Données autres que les prix cotés du niveau 1, observables pour l'actif ou le passif de façon directe ou indirecte;

Niveau 3 – Données liées à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données observables sur le marché.

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs d'Énergie Brookfield évalués et présentés à la juste valeur et classés selon la hiérarchie des justes valeurs aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	2020	2019
<b>Actifs évalués à la juste valeur :</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	431 \$	— \$	— \$	431 \$	352 \$
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup> .....	283	—	—	283	293
Actifs liés à des instruments financiers <sup>2</sup>					
Contrats d'énergie dérivés .....	—	62	73	135	141
Swaps de change .....	—	4	—	4	12
Placements dans des titres de capitaux propres <sup>3</sup> .....	—	81	94	175	160
Immobilisations corporelles .....	—	—	44 590	44 590	41 055
<b>Passifs évalués à la juste valeur :</b>					
Passifs liés à des instruments financiers <sup>2</sup>					
Contrats d'énergie dérivés .....	—	(33)	—	(33)	(8)
Swaps de taux d'intérêt .....	—	(422)	—	(422)	(265)
Swaps de change .....	—	(94)	—	(94)	(41)
Passifs liés aux capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux .....	—	—	(402)	(402)	(412)
Contrepartie éventuelle <sup>4</sup> .....	—	—	(1)	(1)	(11)
<b>Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Emprunts de la société .....	(2 445)	(3)	—	(2 448)	(2 204)
Emprunts sans recours .....	(2 478)	(15 513)	—	(17 991)	(16 060)
<b>Total .....</b>	<b>(4 209) \$</b>	<b>(15 918) \$</b>	<b>44 354 \$</b>	<b>24 227 \$</b>	<b>23 012 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprennent le montant courant et le montant non courant inclus dans les autres actifs non courants.

<sup>2)</sup> Comprennent les montants courants et non courants.

<sup>3)</sup> Ne tiennent pas compte de placements dans des titres de créance d'un montant de 155 millions \$ évalués au coût amorti.

<sup>4)</sup> Se rapporte à des regroupements d'entreprises comportant des obligations échéant en 2022.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

## Information sur les instruments financiers

Le tableau suivant présente le montant total des positions nettes en instruments financiers d'Énergie Brookfield aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020			2019
	Actif	Passif	Actif (passif) net	Actif (passif) net
Contrats d'énergie dérivés .....	135 \$	33 \$	102 \$	133 \$
Swaps de taux d'intérêt .....	—	422	(422)	(265)
Swaps de change .....	4	94	(90)	(29)
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres.....	330	—	330	160
Passifs liés aux capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux .....	—	402	(402)	(412)
Total .....	469	951	(482)	(413)
Moins : tranche courante .....	62	283	(221)	(158)
Tranche non courante.....	407 \$	668 \$	(261) \$	(255) \$

Le tableau suivant présente la variation du montant total de la position nette de l'actif au titre des instruments financiers d'Énergie Brookfield aux 31 décembre et pour les exercices clos à ces dates :

(EN MILLIONS)	Notes	2020	2019
Solde au début de l'exercice .....		<b>(413) \$</b>	(426) \$
Augmentations (diminutions) de la position nette du passif au titre des instruments financiers :			
(Perte latente) profit latent par le biais du résultat net sur les passifs liés aux capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux .....	a)	<b>(12)</b>	26
(Perte latente) profit latent par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements dans des titres de capitaux propres .....	b)	<b>(1)</b>	35
(Perte latente) par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>(28)</b>	1
(Perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>(4)</b>	25
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(28)</b>	(51)
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(57)</b>	(36)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de change .....	e)	<b>126</b>	4
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change .....	e)	<b>(40)</b>	14
Acquisitions, règlements et autres .....		<b>(25)</b>	(5)
Solde à la fin de l'exercice .....		<b>(482) \$</b>	(413) \$
Passifs liés à des instruments financiers désignés à la juste valeur par le biais du résultat net :			
Passifs liés aux capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux .....	a)	<b>(402) \$</b>	(412) \$
Actifs liés à des instruments financiers désignés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global :			
Placements dans des titres de capitaux propres .....	b)	<b>175 \$</b>	160 \$
Actifs liés à des instruments financiers désignés au coût amorti			
Placements dans des titres de créance .....	b)	<b>155 \$</b>	— \$
Actifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>78 \$</b>	84 \$
Swaps de change .....	e)	<b>4</b>	12
		<b>82 \$</b>	96 \$
Actifs dérivés désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>57 \$</b>	57 \$
		<b>57 \$</b>	57 \$
Passifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>(32) \$</b>	(8) \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(183)</b>	(200)
Swaps de change .....	e)	<b>(23)</b>	(18)
		<b>(238) \$</b>	(226) \$
Passifs dérivés désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>(1) \$</b>	— \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(239)</b>	(65)
Swaps de change .....	e)	<b>(71)</b>	(23)
		<b>(311) \$</b>	(88) \$
Total des instruments financiers, montant net .....		<b>(482) \$</b>	(413) \$

#### **a) Passifs liés aux capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux**

Énergie Brookfield détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures donnant droit à des avantages fiscaux pour financer la construction de projets solaires et éoliens. Conformément à la substance des accords contractuels, les montants payés par les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux pour leurs participations sont classés comme des passifs liés à des instruments financiers dans les états consolidés de la situation financière.

Les profits ou les pertes sur les passifs liés aux capitaux propres donnant droit aux avantages fiscaux sont comptabilisés au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

#### **b) Placements dans des titres de capitaux propres et des titres de créance**

Les placements d'Énergie Brookfield dans des titres de capitaux propres et des titres de créance sont comptabilisés à la JVAERG et au coût amorti. Se reporter à la note 1 l) « Mode de présentation et principales méthodes comptables – Instruments financiers ».

#### **c) Contrats d'énergie dérivés**

Énergie Brookfield a conclu des contrats d'énergie dérivés à long terme principalement afin de stabiliser ou d'éliminer le risque de prix à la vente d'une partie de la production d'électricité future. Certains contrats d'énergie sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield à un montant équivalant à leur juste valeur, laquelle est établie selon les prix du marché, ou, si aucun cours de marché n'est disponible, selon un modèle d'évaluation utilisant à la fois des éléments probants et des prévisions établis en interne et provenant de tierces parties.

Il existe un lien économique entre les éléments couverts et les instruments de couverture puisque les conditions des contrats d'énergie dérivés correspondent à celles des transactions prévues hautement probables (c.-à-d., montant notionnel et date prévue de paiement). Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 pour les relations de couverture. Pour évaluer l'efficacité de la couverture, Énergie Brookfield utilise un dérivé hypothétique et compare les variations de la juste valeur des instruments de couverture aux variations de la juste valeur des éléments couverts qui sont attribuables aux risques couverts. L'inefficacité de la couverture peut découler de différents indices (par conséquent, de différentes courbes) liés au risque couvert des éléments couverts et des instruments de couverture.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, des profits de 55 millions \$ liés aux contrats d'énergie dérivés ont été réalisés et reclassés des autres éléments du résultat global aux produits dans les comptes consolidés de résultat (profits de 9 millions \$ en 2019 et pertes de 13 millions \$ en 2018).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2020, des profits latents de 19 millions \$ (profits de 22 millions \$ en 2019 et pertes de 15 millions \$ en 2018) comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglés ou reclassés en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des prix du marché.

Le tableau suivant présente les contrats d'énergie dérivés désignés comme instruments de couverture :

Contrats d'énergie dérivés	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Valeur comptable (actif/(passif)) .....	56	57
Montant notionnel, en millions de dollars américains .....	376	328
Montant notionnel (GWh) .....	11 478	10 010
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice (\$/MWh) .....	33	33
Dates d'échéance .....	2021-2027	2020-2027
Ratio de couverture.....	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur .....	17	21
Variation de la juste valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture .....	(19)	(22)

Les pertes découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat liée aux contrats d'énergie dérivés (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont élevées à 2 millions \$ (néant en 2019 et profit de 2 millions \$ en 2018).

#### d) Couvertures de taux d'intérêt

Énergie Brookfield a conclu des contrats de couverture de taux d'intérêt principalement en vue de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable ou de bloquer des taux d'intérêt sur le refinancement futur de la dette. Tous les contrats de couverture de taux d'intérêt sont comptabilisés à la juste valeur dans les états financiers consolidés.

Il existe un lien économique entre les éléments couverts et les instruments de couverture puisque les conditions des couvertures de taux d'intérêt correspondent à celles de la dette à taux fixe correspondante (c.-à-d., montant notionnel, échéance, dates de paiement et dates de révision). Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 pour les relations de couverture. Pour évaluer l'efficacité de la couverture, Énergie Brookfield utilise un dérivé hypothétique et compare les variations de la juste valeur des instruments de couverture aux variations de la juste valeur des éléments couverts qui sont attribuables aux risques couverts.

L'inefficacité de la couverture peut découler :

- de l'application de différentes courbes de taux d'intérêt pour actualiser l'élément couvert et l'instrument de couverture;
- d'une différence entre l'échéancier des flux de trésorerie de l'élément couvert et celui de l'instrument de couverture;
- du risque de crédit des contreparties qui a une incidence asymétrique sur les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture et de l'élément couvert.

Au 31 décembre 2020, des contrats d'une exposition notionnelle totale de 3 748 millions \$ étaient en cours (3 043 millions \$ en 2019), y compris 962 millions \$ (1 567 millions \$ en 2019) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture. Le taux d'intérêt fixe moyen pondéré résultant de ces contrats est de 3,0 % (3,0 % en 2019).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les fluctuations nettes liées aux couvertures de flux de trésorerie réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global à la charge d'intérêt comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat se sont traduites par des pertes de 12 millions \$ (pertes de 22 millions \$ en 2019 et pertes de 14 millions \$ en 2018).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2020, des pertes latentes de 34 millions \$ (15 millions \$ en 2019 et 9 millions \$ en 2018) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de taux d'intérêt devraient être réglées ou reclassées en résultat au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

Le tableau suivant présente les couvertures de taux d'intérêt désignées comme instruments de couverture :

	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Couvertures de taux d'intérêt		
Valeur comptable (actif/(passif)) .....	(239)	(65)
Montant notionnel – \$ .....	546	566
Montant notionnel – \$ CA <sup>1</sup> .....	342	334
Montant notionnel – € <sup>1</sup> .....	1 279	349
Montant notionnel – COP <sup>1</sup> .....	619	227
Dates d'échéance .....	2021-2039	2021-2039
Ratio de couverture.....	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur.....	(56)	(28)
Variation de la juste valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture .....	59	33

<sup>1)</sup> Les montants notionnels des couvertures de taux d'intérêt libellées en monnaies étrangères sont présentés en dollars américains équivalents en fonction du taux de change au comptant au 31 décembre 2020.

La perte découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat liée aux contrats sur taux d'intérêt (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 était de 2 millions \$ (1 million \$ en 2019).

#### e) Swaps de change

Énergie Brookfield a conclu des swaps de change visant à réduire au minimum son exposition aux fluctuations de change qui ont une incidence sur ses placements et ses résultats dans des établissements étrangers et à fixer le taux de change sur certaines transactions prévues libellées en monnaies étrangères.

Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture puisque le placement net ou la transaction future libellée en monnaies étrangères créent un risque de change qui correspondra à celui de l'instrument de couverture correspondant. Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 étant donné que le risque sous-jacent de l'instrument de couverture correspond parfaitement à la composante de risque couvert.

Certaines filiales de Brookfield qui sont contrôlées par Énergie Brookfield selon une convention de vote ont passé des conventions-cadres de couverture, nommant Brookfield comme leur mandataire pour conclure certaines opérations sur dérivés avec des contreparties externes pour se couvrir contre des fluctuations des taux de change. Aux termes de chaque convention, Brookfield a droit au remboursement de tous les frais tiers engagés relativement à ces opérations sur dérivés. La quasi-totalité des swaps de change d'Énergie Brookfield sont passés aux termes d'une convention-cadre de couverture.

Au 31 décembre 2020, des contrats d'une exposition notionnelle totale de 1 355 millions \$ étaient en cours (2 306 millions \$ en 2019), y compris 104 millions \$ (1 388 millions \$ en 2019) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture.

Aucun profit latent ni aucune perte latente comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de change ne devraient être réglés ou reclassés en résultat au cours des 12 prochains mois (néant en 2019 et profit de 1 million \$ en 2018). Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments au résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

Le tableau suivant présente les swaps de change désignés comme instruments de couverture :

Swaps de change	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Valeur comptable (actif/(passif)) .....	(71)	(23)
Montant notionnel des couvertures du dollar canadien <sup>1</sup> .....	—	72
Montant notionnel des couvertures de l'euro <sup>1</sup> .....	412	380
Montant notionnel des couvertures de la livre sterling <sup>1</sup> .....	212	170
Montant notionnel des couvertures du yuan <sup>1</sup> .....	294	195
Montant notionnel des couvertures de la roupie indienne <sup>1</sup> .....	230	47
Montant notionnel des couvertures du réal <sup>1</sup> .....	73	—
Montant notionnel des couvertures d'autres monnaies <sup>1</sup> .....	30	54
Dates d'échéance .....	2021-2022	2020-2022
Ratio de couverture .....	1:1	1:1
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice :		
Contrats de change à terme de gré à gré (\$ CA/\$) .....	—	1,30
Contrats de change à terme de gré à gré (€/€) .....	0,87	0,87
Contrats de change à terme de gré à gré (£/\$) .....	0,81	0,82
Contrats de change à terme de gré à gré (CNY/\$) .....	7,14	7,22
Contrats de change à terme de gré à gré (INR/\$)	76,39	74,48
Contrats de change à terme de gré à gré (R\$/€)	5,38	—

<sup>1)</sup> Les montants notionnels sont exprimés en millions de dollars américains.

Le tableau suivant présente un rapprochement des réserves au titre des capitaux propres des commanditaires qui sont touchées par les instruments financiers :

(EN MILLIONS)	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Écart de conversion
Solde au 31 décembre 2018.....	(34) \$	4 \$	(652) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Swaps de taux d'intérêt .....	(1)	—	—
Montants reclassés en résultat net.....	2	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères.....	—	—	(49)
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères.....	—	—	14
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres évalués à la JVAERG.....	—	19	—
Incidence fiscale.....	—	—	—
Divers.....	1	(11)	(13)
Solde au 31 décembre 2019.....	(32) \$	12 \$	(700) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Contrats d'énergie dérivés .....	1	—	—
Swaps de taux d'intérêt.....	(3)	—	—
Swaps de change.....	—	—	(6)
Montants reclassés en résultat net.....	(7)	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères.....	—	—	(34)
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères.....	—	—	(208)
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres évalués à la JVAERG.....	—	4	—
Incidence fiscale.....	3	1	(1)
Distribution spéciale/acquisition de TERP.....	1	(13)	280
Divers.....	(2)	(1)	(51)
Solde au 31 décembre 2020.....	(39) \$	3 \$	(720) \$

## 7. INFORMATIONS SECTORIELLES

Le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, le principal décideur opérationnel) d'Énergie Brookfield analysent les résultats de l'entreprise, gèrent les activités et affectent les ressources selon le type de technologie.

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel ont été révisés au cours de l'exercice pour tenir compte des activités du secteur Transition énergétique d'Énergie Brookfield. Le secteur Transition énergétique se compose d'un portefeuille d'actifs multitechnologiques et de placements sur lequel repose la stratégie globale de décarbonation des réseaux d'électricité partout dans le monde. L'information financière des secteurs opérationnels des périodes précédentes a été retraitée pour présenter les résultats correspondant au secteur Transition énergétique.

Nos activités sont segmentées par 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 segmentées par secteur géographique (notamment Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation reflète le mieux la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre société.

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

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 en fonction de la consolidation au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes Produits, Autres produits, Coûts d'exploitation directs, Charge d'intérêts, Amortissement des immobilisations corporelles, Impôts exigible et différé et Divers sont des éléments qui différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 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 ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que la société ne détient pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

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 la mise en équivalence dans ses états financiers consolidés. 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 de notre société sur ces éléments ni n'annule son exposition à ceux-ci.

Énergie Brookfield présente donc ses résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs.

Les méthodes comptables utilisées pour les secteurs à présenter sont les mêmes que celles décrites à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables ». Énergie Brookfield analyse le rendement de ses secteurs opérationnels en fonction des produits, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités. Le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités ne sont pas des mesures comptables généralement reconnues selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités utilisés par d'autres entités.

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer le rendement de ses activités 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 aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments typiques généralement ponctuels. Énergie Brookfield inclut les profits réalisés et les pertes subies à la cession d'actifs qu'elle n'avait pas l'intention de conserver à long terme dans le BAIIA ajusté afin de fournir d'autres informations utiles sur le rendement des participations sur une base réalisée cumulative, y compris les ajustements latents de la juste valeur qui ont été comptabilisés dans les capitaux propres et qui n'ont pas été reflétés autrement dans le BAIIA ajusté de la période considérée.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer le rendement de ses activités, qui correspondent au BAIIA ajusté, moins les coûts de service de gestion, les intérêts et l'impôt exigible, et sont ajustés pour tenir compte de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle et des distributions aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le l'exercice clos le 31 décembre 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits .....	824 \$	175 \$	211 \$	263 \$	105 \$	27 \$	28 \$	245 \$	169 \$	— \$	2 047 \$	(72) \$	1 835 \$	3 810 \$
Autres produits .....	39	54	12	11	26	3	3	50	22	64	284	(29)	(127)	128
Coûts d'exploitation directs.....	(301)	(52)	(92)	(78)	(35)	(6)	(6)	(63)	(61)	(23)	(717)	34	(591)	(1 274)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	67	31	98
BAIIA ajusté.....	562	177	131	196	96	24	25	232	130	41	1 614	—	1 148	(235)
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(217)	(217)	—	(18)	(976)
Charge d'intérêts.....	(143)	(18)	(30)	(73)	(15)	(6)	(6)	(90)	(25)	(79)	(485)	20	(511)	(66)
Impôt exigible.....	1	(7)	(11)	—	(2)	(1)	(1)	(3)	(2)	—	(26)	4	(44)	(37)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(54)	(54)	—	—	(54)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(25)	(25)	—	—	(25)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(24)	(13)	(37)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(562)	(562)
Fonds provenant des activités.....	420	152	90	123	79	17	18	139	103	(334)	807	—	—	(1 367)
Charge d'amortissement.....	(246)	(66)	(21)	(180)	(70)	(14)	(9)	(84)	(62)	(4)	(756)	21	(632)	127
Perte de change et sur les instruments financiers .....	(47)	3	(2)	47	(17)	—	(1)	(3)	(9)	(6)	(35)	8	154	213
Recouvrement d'impôt différé.....	36	5	(3)	28	7	—	2	20	5	75	175	(6)	44	(432)
Divers .....	(95)	1	4	(22)	(26)	—	(6)	(23)	(36)	(292)	(495)	11	52	(34)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(34)	—	(34)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	382	382
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	68 \$	95 \$	68 \$	(4) \$	(27) \$	3 \$	4 \$	49 \$	1 \$	(561) \$	(304) \$	— \$	— \$	(304) \$

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 27 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 180 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.

<sup>2)</sup> 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 qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :

	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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits.....	905 \$	234 \$	237 \$	223 \$	95 \$	37 \$	20 \$	138 \$	132 \$	— \$	2 021 \$	(79) \$	2 029 \$	3 971 \$
Autres produits.....	3	19	—	2	4	—	—	16	11	33	88	(8)	25	105
Coûts d'exploitation directs.....	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(28)	(56)	(23)	(665)	34	(632)	(1 263)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	27	80
BAIIA ajusté.....	622	181	144	163	67	28	16	126	87	10	1 444	—	1 449	(135)
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)	—	(19)	(1 001)
Charge d'intérêts.....	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(52)	(16)	(92)	(466)	13	(548)	(1 001)
Impôt exigible.....	(7)	(11)	(9)	1	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(31)	2	(41)	(70)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	(44)	—	—	(44)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(12)	(27)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(829)	(829)
Fonds provenant des activités....	459	150	101	98	48	19	10	74	70	(268)	761	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(227)	(84)	(21)	(150)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(643)	13	(641)	(1 271)
Perte de change et sur les instruments financiers.....	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	(2)	(4)	(36)
Charge d'impôt différé.....	(27)	4	(4)	—	10	—	—	1	—	46	30	—	(3)	27
Divers.....	(74)	(6)	(2)	(33)	(12)	2	—	(48)	(2)	(46)	(221)	9	(64)	(276)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(20)	(4)	(24)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	716	716
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	142 \$	59 \$	72 \$	(87) \$	(11) \$	1 \$	6 \$	(37) \$	42 \$	(290) \$	(103) \$	— \$	— \$	(103) \$

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

<sup>2</sup>) Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

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

	Attribuable aux porteurs de parts										Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits .....	893 \$	244 \$	216 \$	219 \$	73 \$	42 \$	12 \$	116 \$	85 \$	115 \$	1 930 \$	(76) \$	1 943 \$	3 797 \$
Autres produits .....	12	5	4	2	11	—	—	4	—	1	46	—	29	75
Coûts d'exploitation directs .....	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(28)	(36)	(42)	(653)	27	(647)	(1 273)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	49	22	71
BAIIA ajusté .....	619	173	126	157	57	33	8	92	74	(16)	1 323	—	1 347	(94)
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(84)	(84)	—	(10)	(94)
Charge d'intérêts .....	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(40)	(22)	(89)	(486)	14	(501)	(973)
Impôt exigible .....	(4)	(9)	(2)	2	(2)	—	1	1	—	—	(13)	1	(20)	(32)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	—	(38)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(10)	(25)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(806)	(806)
Fonds provenant des activités ..	443	142	86	96	38	24	5	53	52	(263)	676	—	—	—
Charge d'amortissement .....	(231)	(136)	(18)	(124)	(43)	(13)	(2)	(32)	(30)	(2)	(631)	13	(533)	(1 151)
Perte de change et sur les instruments financiers .....	(1)	(1)	7	30	9	(10)	3	(16)	(1)	—	20	(1)	18	37
Charge d'impôt différé .....	(1)	1	18	43	2	—	—	24	12	24	123	—	252	375
Divers .....	(21)	(3)	(6)	(30)	2	—	(2)	(13)	(12)	(23)	(108)	1	(99)	(206)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	(5)	(18)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	367	367
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	189 \$	3 \$	87 \$	15 \$	8 \$	1 \$	4 \$	16 \$	21 \$	(264) \$	80 \$	— \$	— \$	80 \$

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

<sup>2)</sup> 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 de l'information par secteur relative à certains éléments de l'état consolidé de la situation financière de notre société ainsi que le rapprochement des soldes au prorata de l'état consolidé de la situation financière, en regroupant les éléments comprenant les placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle :

(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		
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social				Total	
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie									
Au 31 décembre 2020 :																
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	38 \$	6 \$	6 \$	36 \$	60 \$	1 \$	3 \$	86 \$	48 \$	7 \$	291 \$	(20) \$	160 \$	431 \$		
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	12 983	1 544	1 965	3 606	1 095	274	175	3 548	1 880	—	27 070	(940)	18 460	44 590		
Total de l'actif.....	13 628	1 751	2 201	3 801	1 267	292	272	3 985	2 101	100	29 398	(387)	20 711	49 722		
Total des emprunts.....	3 439	245	439	1 680	669	66	125	2 534	864	2 143	12 204	(332)	6 210	18 082		
Autres passifs.....	3 232	153	556	773	220	8	22	568	211	784	6 527	(55)	3 401	9 873		
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 :																
Nouvelles immobilisations corporelles <sup>1</sup> .....	307	65	5	70	29	1	—	146	48	4	675	(17)	310	968		
Au 31 décembre 2019 :																
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	9 \$	7 \$	10 \$	18 \$	21 \$	2 \$	5 \$	52 \$	18 \$	1 \$	143 \$	(19) \$	228 \$	352 \$		
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	11 488	1 938	1 773	2 458	628	368	187	1 674	1 076	—	21 590	(1 142)	20 607	41 055		
Total de l'actif.....	12 153	2 126	2 027	2 705	692	391	233	1 906	1 205	103	23 541	(520)	23 175	46 196		
Total des emprunts.....	3 070	208	449	1 221	326	71	124	1 266	439	2 107	9 281	(431)	8 450	17 300		
Autres passifs.....	2 877	148	499	597	100	10	28	240	126	248	4 873	(483)	4 026	8 416		
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :																
Nouvelles immobilisations corporelles.....	77	32	7	112	9	3	—	—	21	3	264	(19)	252	497		

<sup>1)</sup> Énergie Brookfield a exercé l'option de racheter le contrat de location de sa centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW et a comptabilisé un ajustement de 247 millions \$ (ajustement net de 185 millions \$ pour Énergie Brookfield) à l'actif au titre du droit d'utilisation correspondant.

## Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par secteur à présenter pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
<b>Hydroélectricité</b>			
Amérique du Nord.....	1 030 \$	1 123 \$	1 152 \$
Brésil .....	201	259	285
Colombie .....	874	979	896
	<b>2 105</b>	<b>2 361</b>	<b>2 333</b>
<b>Énergie éolienne</b>			
Amérique du Nord.....	494	474	478
Europe .....	237	273	206
Brésil .....	79	110	142
Asie .....	105	71	38
	<b>915</b>	<b>928</b>	<b>864</b>
<b>Énergie solaire .....</b>	<b>761</b>	<b>646</b>	<b>572</b>
<b>Transition énergétique .....</b>	<b>29</b>	<b>36</b>	<b>28</b>
<b>Total .....</b>	<b>3 810 \$</b>	<b>3 971 \$</b>	<b>3 797 \$</b>

Le tableau suivant présente les immobilisations corporelles et les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence par secteur géographique :

(EN MILLIONS)	31 décembre 2020	31 décembre 2019
États-Unis.....	22 955 \$	21 166 \$
Colombie.....	8 150	7 353
Canada .....	4 880	4 680
Brésil .....	3 308	3 621
Europe .....	5 417	4 312
Asie .....	851	860
	<b>45 561 \$</b>	<b>41 992 \$</b>

## 8. AUTRES PRODUITS

Les autres produits d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Intérêts et autre revenu de placement .....	47 \$	32 \$	22 \$
Profit sur une entente de règlement .....	61	14	—
Divers .....	20	59	53
	<b>128 \$</b>	<b>105 \$</b>	<b>75 \$</b>

## 9. COÛTS D'EXPLOITATION DIRECTS

Les coûts d'exploitation directs d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2020	2019	2018
Activités, entretien et administration.....		<b>(730) \$</b>	(741) \$	(792) \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres .....		<b>(192)</b>	(186)	(163)
Achat de combustible et d'électricité <sup>1</sup> .....		<b>(348)</b>	(316)	(294)
Services de commercialisation d'énergie et autres .....	30	<b>(4)</b>	(20)	(24)
		<b>(1 274) \$</b>	(1 263) \$	(1 273) \$

<sup>1)</sup> L'achat de combustible et d'électricité est principalement attribuable à notre portefeuille en Colombie.

## 10. DIVERS

Le poste Divers d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre se composait de ce qui suit :

(EN MILLIONS)	Note	2020	2019	2018
Coûts de transaction .....		<b>(13) \$</b>	(5) \$	(17) \$
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles .....		<b>(101)</b>	(65)	(64)
Perte sur l'extinction de dette .....		<b>(12)</b>	(35)	(27)
Amortissement des actifs liés à la concession de services .....		<b>(9)</b>	(20)	(9)
Provisions pour frais juridiques .....	29	<b>(231)</b>	—	—
Divers .....		<b>(66)</b>	(151)	(89)
		<b>(432) \$</b>	(276) \$	(206) \$

## 11. ÉCART DE CONVERSION

L'écart de conversion d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre présenté dans les états consolidés du résultat global s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	Notes	2020	2019	2018
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	13	<b>(604) \$</b>	49 \$	(1 592) \$
Emprunts .....	15	<b>(219)</b>	(133)	607
Passifs et actifs d'impôt différé.....	12	<b>35</b>	(32)	180
Autres actifs et passifs .....		<b>(52)</b>	25	(39)
		<b>(840) \$</b>	(91) \$	(844) \$

## 12. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Recouvrement (charge) d'impôt applicable à l'élément suivant :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée.....	(66) \$	(70) \$	(32) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – création et reprise des différences temporaires.....	185	78	50
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales.....	(7)	1	95
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales.....	35	(52)	230
	<u>213</u>	<u>27</u>	<u>375</u>
Total du recouvrement (de la charge) d'impôt.....	<u>147 \$</u>	<u>(43) \$</u>	<u>343 \$</u>

Les principales composantes (de la charge) du recouvrement d'impôt différé pour les exercices clos les 31 décembre comptabilisées directement dans les autres éléments du résultat global s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie.....	13 \$	4 \$	(4) \$
Divers.....	(3)	5	(20)
Écart de réévaluation			
Création et reprise des différences temporaires.....	(934)	(432)	(1 291)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales.....	—	(59)	54
	<u>(924) \$</u>	<u>(482) \$</u>	<u>(1 261) \$</u>

Le recouvrement (la charge) d'impôt au taux effectif d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre est différent(e) du recouvrement (de la charge) au taux prévu par la loi en raison des différences suivantes :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Recouvrement (charge) d'impôt au taux prévu par la loi <sup>1</sup> .....	53 \$	(34) \$	(69) \$
Diminution (augmentation) découlant des éléments suivants :			
Diminution (augmentation) des actifs d'impôt non comptabilisés.....	34	(52)	230
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur.....	(7)	1	95
Résultat des filiales imposé à différents taux.....	68	38	87
Divers.....	(1)	4	—
Recouvrement (charge) d'impôt au taux effectif.....	<u>147 \$</u>	<u>(43) \$</u>	<u>343 \$</u>

<sup>1)</sup> La charge d'impôt au taux prévu par la loi est calculée au moyen du taux d'imposition applicable au résultat dans les pays respectifs.

Le rapprochement susmentionné s'est fait en regroupant les données de toutes les filiales d'Énergie Brookfield en appliquant le taux d'imposition de chaque administration fiscale.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 76,6 % (35,0 % en 2019 et (142,9) % en 2018). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux, des changements législatifs au cours de l'exercice visant les taux d'imposition, des variations des actifs d'impôt non comptabilisés et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

Le tableau suivant présente la date d'expiration, s'il y a lieu, des actifs d'impôt différé non comptabilisés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Moins de quatre ans.....	5 \$	3 \$	— \$
Par la suite.....	149	431	200

Les actifs et passifs d'impôt différé des différences temporaires suivantes ont été comptabilisés dans les états financiers consolidés pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Pertes autres qu'en capital	Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	(Passifs) actifs nets d'impôt différé
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2018.....	622 \$	(4 052) \$	(3 430) \$
Comptabilisés en résultat net.....	232	143	375
Comptabilisés dans les capitaux propres.....	1	(1 252)	(1 251)
Regroupements d'entreprises.....	—	(99)	(99)
Écart de conversion.....	(20)	200	180
Au 31 décembre 2018.....	835	(5 060)	(4 225)
Comptabilisés en résultat net.....	23	4	27
Comptabilisés dans les capitaux propres.....	11	(491)	(480)
Regroupements d'entreprises.....	7	14	21
Écart de conversion.....	9	(41)	(32)
Au 31 décembre 2019.....	885	(5 574)	(4 689)
Comptabilisés en résultat net.....	273	(60)	213
Comptabilisés dans les capitaux propres.....	(52)	(865)	(917)
Regroupements d'entreprises.....	30	18	48
Écart de conversion.....	4	31	35
Au 31 décembre 2020.....	1 140 \$	(6 450) \$	(5 310) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 5 145 millions \$ (4 293 millions \$ en 2019 et 3 864 millions \$ en 2018) découlant de réévaluations d'immobilisations corporelles comptabilisées dans les capitaux propres.

La différence temporaire imposable non comptabilisée attribuable à la participation d'Énergie Brookfield dans ses filiales, succursales, entreprises associées et coentreprises s'élève à 5 405 millions \$ (3 633 millions \$ en 2019 et 3 434 millions \$ en 2018).

### 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

Le tableau suivant présente le rapprochement des immobilisations corporelles à la juste valeur :

(EN MILLIONS)	Notes	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Divers <sup>1</sup>	Total <sup>2</sup>
Au 31 décembre 2018.....		24 666 \$	8 796 \$	4 457 \$	258 \$	38 177 \$
Adoption d'IFRS 16.....		79	224	100	4	407
Ajouts.....		172	26	262	4	464
Cessions.....		—	(440)	—	—	(440)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	5	—	550	753	—	1 303
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		1 537	649	230	(3)	2 413
Écart de conversion.....		98	(33)	(8)	(8)	49
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur.....		(17)	(11)	(18)	(1)	(47)
Charge d'amortissement.....		(520)	(461)	(271)	(19)	(1 271)
Au 31 décembre 2019.....		26 015	9 300	5 505	235	41 055
Ajouts.....		474	191	302	1	968
Cessions.....	4	—	(160)	—	—	(160)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	3	—	—	661	—	661
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		3 139	421	573	(21)	4 112
Écart de conversion.....		(708)	(167)	315	(44)	(604)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur.....		12	(25)	(54)	(8)	(75)
Charge d'amortissement.....		(514)	(550)	(290)	(13)	(1 367)
Au 31 décembre 2020 <sup>3</sup> .....		28 418 \$	9 010 \$	7 012 \$	150 \$	44 590 \$

<sup>1)</sup> Comprend la biomasse et la cogénération.

<sup>2)</sup> Comprend des actifs en construction de 598 millions \$ (340 millions \$ en 2019).

<sup>3)</sup> Comprend des actifs au titre de droits d'utilisation non assujettis à la réévaluation de 74 millions \$ (71 millions \$ en 2019) du secteur hydroélectricité, de 185 millions \$ (208 millions \$ en 2019) du secteur énergie éolienne, de 152 millions \$ (131 millions \$ en 2019) du secteur énergie solaire et de 3 millions \$ (3 millions \$ en 2019) du secteur divers.

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est calculée comme il est décrit à la note 1 h), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation » et à la note 1 r) i), « Estimations critiques – Immobilisations corporelles ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ». Énergie Brookfield a classé ses immobilisations corporelles dans le niveau 3 selon la hiérarchie des justes valeurs.

Les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux et les dates de sortie utilisés dans l'application de la méthode d'évaluation sont présentés dans le tableau ci-après :

	Amérique du Nord		Colombie		Brésil		Europe	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Taux d'actualisation <sup>1</sup> .								
Visés par contrat.....	<b>4,1 %-4,5 %</b>	4,6 %-4,9 %	<b>8,1 %</b>	9,0 %	<b>7,3 %</b>	8,2 %	<b>3,0 %-3,6 %</b>	3,5 %-4,0 %
Non visés par contrat.....	<b>5,6 %-6,0 %</b>	6,1 %-6,4 %	<b>9,4 %</b>	10,3 %	<b>8,6 %</b>	9,5 %	<b>3,6 %-4,7 %</b>	4,0 %-5,3 %
Taux de capitalisation final <sup>2</sup> .	<b>5,8 %-6,2 %</b>	6,2 %-6,7 %	<b>8,9 %</b>	9,8 %	<b>s. o.</b>	s. o.	<b>s. o.</b>	s. o.
Date de sortie <sup>3</sup> .....	<b>2041</b>	2040	<b>2040</b>	2039	<b>2048</b>	2047	<b>2035</b>	2035

<sup>1)</sup> Les taux d'actualisation ne sont pas ajustés en fonction des risques propres à l'actif.

<sup>2)</sup> Le taux de capitalisation final aux États-Unis, au Canada et en Colombie ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques.

<sup>3)</sup> La date de sortie des actifs hydroélectriques correspond à la date d'évaluation de la valeur finale.

Le tableau ci-après résume l'incidence d'une variation des taux d'actualisation, des prix de l'électricité et des taux de capitalisation finaux sur la juste valeur des immobilisations incorporelles.

(EN MILLIONS)	2020				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation.....	(1 190) \$	(230) \$	(60) \$	(80) \$	(1 560) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation.....	1 300	310	60	80	1 750
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie.....	1 020	430	80	10	1 540
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie..	(1 020)	(430)	(80)	(10)	(1 540)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final .....	(280)	(60)	—	—	(340)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final .....	310	60	—	—	370

(EN MILLIONS)	2019				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation.....	(1 030) \$	(190) \$	(90) \$	(60) \$	(1 370) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation.....	1 060	250	70	60	1 440
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie.....	920	400	80	10	1 410
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie...	(920)	(400)	(80)	(10)	(1 410)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final .....	(210)	(40)	—	—	(250)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final .....	220	40	—	—	260

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, majoré d'un renouvellement de 30 ans non récurrent visant la majorité des actifs hydroélectriques. La durée résiduelle moyenne pondérée de l'autorisation ou de la durée d'utilité de l'actif de concession au 31 décembre 2020, compte tenu du renouvellement de 30 ans non récurrent pour les actifs hydroélectriques touchés, était de 32 ans (32 ans en 2019). Par conséquent, aucune valeur finale n'est attribuée aux actifs hydroélectriques au Brésil à la fin de la durée de l'autorisation.

Le tableau ci-dessous résume le pourcentage du total de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité au 31 décembre 2020 :

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 an à 5 ans.....	64 %	49 %	77 %	95 %
6 à 10 ans .....	55 %	5 %	62 %	78 %
11 à 20 ans.....	26 %	0 %	30 %	56 %

Le tableau suivant résume les prix de l'électricité moyens provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme qui sont directement liées à des actifs de production d'énergie connexes :

Par MWh <sup>1</sup>	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 an à 10 ans .....	90 \$	220 000 COP	306 R\$	167 €
11 à 20 ans.....	81	s. o.	396	255

<sup>1)</sup> Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

Le tableau suivant résume les estimations des prix futurs de l'électricité :

Par MWh <sup>1</sup>	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 an à 10 ans .....	67 \$	265 000 COP	245 R\$	68 €
11 à 20 ans.....	113	384 000	328	54

<sup>1)</sup> Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2023 à 2035. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 236 millions \$ (210 millions \$ en 2019).

Si les immobilisations corporelles réévaluées d'Énergie Brookfield avaient été évaluées selon le coût historique, la valeur comptable, déduction faite de l'amortissement cumulé, se serait établie comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Hydroélectricité.....	<b>11 330 \$</b>	11 816 \$
Énergie éolienne.....	<b>6 625</b>	6 863
Énergie solaire.....	<b>5 583</b>	4 761
Divers <sup>1</sup> .....	<b>175</b>	234
	<b>23 713 \$</b>	23 674 \$

<sup>1)</sup> Comprend la biomasse et la cogénération.

## 14. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des immobilisations incorporelles :

(MILLIONS)	Total
Solde au 31 décembre 2018	261 \$
Charge d'amortissement <sup>1</sup>	(20)
Solde au 31 décembre 2019	241
Charge d'amortissement <sup>1</sup>	(9)
Solde au 31 décembre 2020	232 \$

<sup>1)</sup> Compris au poste Divers des comptes consolidés de résultat.

Les immobilisations incorporelles concernent certaines centrales de production d'énergie exploitées dans le cadre d'accords de concession de services en Amérique latine. Nous tirons principalement profit d'un accord de concession proposé par le gouvernement et d'une CAÉ à long terme avec UTE - Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, société d'État de la République d'Uruguay responsable de la production d'électricité. Aux termes de la CAÉ, nous sommes tenus de fournir de l'électricité à un prix fixe pour la durée du contrat, lequel prix sera ajusté pour tenir compte de l'inflation.

Les actifs liés à la concession de services d'Énergie Brookfield sont exploités comme des autorisations échéant entre 2031 et 2038. Les autres immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode linéaire sur 17 à 20 ans.

Aux termes de ces arrangements, Énergie Brookfield a comptabilisé des produits de 35 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (36 millions \$ en 2019 et 23 millions \$ en 2018).

## 15. EMPRUNTS

### Emprunts de la société mère

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts de la société mère aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 décembre 2020				31 décembre 2019			
	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Facilités de crédit.....	s. o.	4	— \$	— \$	2,9	5	299 \$	299 \$
Papier commercial.....	0,4	< 1	3	3	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Billets à moyen terme :								
Série 4 (150 \$ CA).....	5,8	16	118	160	5,8	17	115	142
Série 8 (400 \$ CA).....	—	—	—	—	4,8	2	308	324
Série 9 (400 \$ CA).....	3,8	4	314	348	3,8	5	308	322
Série 10 (500 \$ CA)...	3,6	6	392	441	3,6	7	384	400
Série 11 (475 \$ CA)...	4,3	8	373	442	4,3	9	231	248
Série 12 (475 \$ CA)...	3,4	9	373	420	3,4	10	231	232
Série 13 (300 \$ CA)...	4,3	29	236	287	4,3	30	231	237
Série 14 (425 \$ CA) ..	3,3	30	334	347	—	—	—	—
	<b>3,9</b>	<b>14</b>	<b>2 140</b>	<b>2 445</b>	<b>4,1</b>	<b>10</b>	<b>1 808</b>	<b>1 905</b>
Total des emprunts de la société mère .....			<b>2 143</b>	<b>2 448 \$</b>			<b>2 107</b>	<b>2 204 \$</b>
Ajouter : primes non amorties <sup>1</sup> .....			3				—	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>1</sup> ....			(11)				(7)	
Déduire : tranche courante .....			3				—	
			<b>2 132 \$</b>				<b>2 100 \$</b>	

<sup>1)</sup> Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement non amortis des emprunts de la société mère pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Emprunts de la société mère		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice .....	(7) \$	(6) \$
Autres coûts de financement.....	(5)	(2)
Amortissement des coûts de financement.....	1	1
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice .....	<u>(11) \$</u>	<u>(7) \$</u>

#### *Facilités de crédit*

Au 31 décembre 2020, le papier commercial en circulation d'Énergie Brookfield totalisait 3 millions \$ (néant en 2019). Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard \$ complètent notre programme de papier commercial.

Pour répondre à ses fins générales, 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 du service de la dette. Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », pour des informations sur les lettres de crédit émises par des filiales.

Le tableau qui suit résume la portion non utilisée des facilités de crédit de la société mère aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Facilités de crédit autorisées de la société mère <sup>1</sup> .....	2 150 \$	2 150 \$
Emprunts effectués aux termes des facilités de crédit de la société mère <sup>1</sup> .....	—	(299)
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	400	400
Lettres de crédit émises .....	(300)	(266)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère .....	<u>2 250 \$</u>	<u>1 985 \$</u>

<sup>1)</sup> Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

#### *Billets à moyen terme*

Les emprunts de la société mère sont des obligations contractées par une filiale de financement d'Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Partners ULC (« Finco ») (se reporter à la note 32, « Filiales faisant appel public à l'épargne »). Finco peut rembourser de temps à autre une partie ou la totalité des emprunts, conformément aux modalités de l'acte de fiducie. Le solde est exigible à l'échéance et les intérêts sur les emprunts de la société mère sont payés semestriellement. Les billets à terme à payer par Finco sont garantis sans condition par Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP ») et certaines autres filiales.

Le 3 avril 2020, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 11 d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (124 millions \$) et de billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (124 millions \$). Les billets à moyen terme ont été émis dans le cadre de la réouverture d'une émission selon les mêmes modalités, à l'exception de la date d'émission et du prix d'offre, que les émissions initiales des billets à moyen terme de série 11 à 4,25 % et des billets à moyen terme de série 12 à 3,38 % émis respectivement en septembre 2018 et 2019.

Le 11 août 2020, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 14 d'un montant en capital de 425 millions \$ CA (319 millions \$). Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux fixe de 3,33 % et viennent à échéance en août 2050. Les billets à moyen terme de série 14 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

Le 14 septembre 2020, Énergie Brookfield a remboursé les billets à moyen terme de série 8 d'un montant en capital de 400 millions \$ CA (304 millions \$) avant leur date d'échéance.

## Emprunts sans recours

Les emprunts sans recours sont habituellement des emprunts sans recours, à long terme, et grevant des actifs précis, libellés dans la monnaie locale de la filiale. Les emprunts sans recours en Amérique du Nord et en Europe consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable indexées sur le taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL »), le taux interbancaire offert en euros (le « taux EURIBOR ») et le taux offert en dollars canadiens (le « taux CDOR »). Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt en Amérique du Nord et en Europe pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts sans recours au Brésil sont assortis de taux d'intérêt variables de la Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), soit le taux d'intérêt à long terme de la Banque nationale de développement économique du Brésil, majoré d'une marge. Les emprunts sans recours en Colombie sont composés de taux fixes et de taux variables indexés à l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de Banco Central de Colombia, et à l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, soit le taux d'inflation stipulé par la Colombie, majorés d'une marge. Les emprunts sans recours en Inde constituent des dettes à taux fixe et à taux variable indexés au taux préférentiel du prêteur (coût marginal du taux d'emprunt). Les emprunts sans recours en Chine sont assortis de taux d'intérêt variables de la Banque populaire de Chine (« BPC »).

Il est actuellement prévu que le taux Secured Overnight Financing Rate (« SOFR ») remplacera le TIOL en dollars américains, que le taux Sterling Overnight Index Average (« SONIA ») remplacera le TIOL en livres sterling et que le taux en euros à court terme (« €STR ») remplacera le TIOL en euros. Il est prévu que le remplacement du TIOL en livres sterling et du TIOL en euros entre en vigueur d'ici le 31 décembre 2021. Le remplacement du TIOL en dollars américains devrait entrer en vigueur d'ici le 30 juin 2023. Au 31 décembre 2020, ces réformes n'avaient eu aucune incidence sur les emprunts assortis de taux d'intérêt variables contractés par Énergie Brookfield.

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts sans recours aux 31 décembre :

	31 décembre 2020				31 décembre 2019			
	Moyenne pondérée				Moyenne pondérée			
	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)								
Emprunts sans recours <sup>1</sup>								
Hydroélectricité .....	4,8	9	6 989 \$	7 853 \$	5,9	10	6 616 \$	7 106 \$
Énergie éolienne .....	4,3	10	4 324	4 785	4,4	10	4 351	4 523
Énergie solaire .....	3,6	12	3 684	4 247	5,0	11	3 168	3 316
Transition énergétique....	3,8	11	1 009	1 106	3,9	5	1 092	1 115
Total.....	4,3	10	16 006	17 991 \$	5,1	10	15 227	16 060 \$
Ajouter : primes non amorties <sup>2</sup> .....			63				92	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>2</sup> ....			(122)				(119)	
Déduire : tranche courante.....			(1 141)				(1 133)	
			<b>14 806 \$</b>				<b>14 067 \$</b>	

<sup>1)</sup> Comprennent un montant de 15 millions \$ (142 millions \$ en 2019) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield.

<sup>2)</sup> Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

Les remboursements futurs des emprunts sans recours d'Énergie Brookfield, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

(EN MILLIONS)	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
<b>Emprunts sans recours</b>							
Hydroélectricité .....	244 \$	564 \$	932 \$	410 \$	697 \$	4 142 \$	6 989 \$
Énergie éolienne .....	343	285	517	268	274	2 637	4 324
Énergie solaire .....	402	166	472	167	173	2 304	3 684
Transition énergétique.....	152	63	146	43	37	568	1 009
	<u>1 141 \$</u>	<u>1 078 \$</u>	<u>2 067 \$</u>	<u>888 \$</u>	<u>1 181 \$</u>	<u>9 651 \$</u>	<u>16 006 \$</u>

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement non amortis des emprunts sans recours pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020	2019
<b>Emprunts sans recours</b>		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice .....	<b>(119) \$</b>	(102) \$
Autres coûts de financement.....	<b>(17)</b>	(43)
Amortissement des coûts de financement.....	<b>9</b>	12
Écart de conversion et autres .....	<b>5</b>	14
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice .....	<b>(122) \$</b>	(119) \$

En mars 2020, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt s'élevant à 200 milliards COP (50 millions \$). L'emprunt, divisé en deux tranches, porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge moyenne de 2,36 %, et vient à échéance en mars 2027.

En mars 2020, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'emprunts totalisant 1 460 millions INR (20 millions \$) visant un portefeuille d'énergie solaire en Inde. Une tranche des emprunts porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge de 1,45 %, l'autre tranche portant intérêt au taux fixe de 9,75 %. Les emprunts viennent à échéance entre 2032 et 2037.

En mars 2020, Énergie Brookfield a conclu un financement de 246 millions \$ visant un portefeuille d'énergie éolienne aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 3,28 % et vient à échéance en 2037.

En mai 2020, Énergie Brookfield a conclu une facilité de crédit-relais s'élevant à 250 millions R\$ (46 millions \$) visant un projet en développement d'énergie solaire au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux variable applicable, majoré d'une marge de 3,15 % et vient à échéance en 2021.

En juin 2020, Énergie Brookfield a conclu un financement de 23 millions \$ CA (17 millions \$) visant une centrale hydroélectrique au Canada. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 3,5 % et vient à échéance en 2044.

En juin 2020, Énergie Brookfield a conclu un refinancement s'élevant à 463 millions € (517 millions \$) visant un portefeuille d'énergie solaire en Espagne. L'emprunt est composé de deux tranches portant intérêt à un taux fixe et à un taux variable, soit un taux d'intérêt moyen de 2,66 %, et vient à échéance en 2037.

En août 2020, Énergie Brookfield a conclu un financement par obligations de 450 millions COP (120 millions \$) associé aux activités en Colombie. Les obligations sont composées d'une tranche portant intérêt à un taux fixe de 6,26 % et venant à échéance en 2028, et d'une tranche portant intérêt à un taux variable de base applicable, majoré d'une marge de 3,9 % et venant à échéance en 2045.

En septembre 2020, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt s'élevant à 296 millions \$ visant un portefeuille d'énergie solaire aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 3,38 % du taux de base applicable et vient à échéance en 2043.

En novembre 2020, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt s'élevant à 560 millions \$ visant le rachat d'un contrat de location aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 4 % et vient à échéance en 2029.

En novembre 2020, Énergie Brookfield a conclu le financement d'un emprunt s'élevant à 189 millions \$ visant un portefeuille solaire aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt à un taux variable applicable, majoré de 1,60 %, et vient à échéance en 2027.

En décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu un financement additionnel de 120 millions R\$ (23 millions \$) visant un portefeuille regroupant des technologies diverses au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 3,60 %, et vient à échéance en 2023.

En décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu un financement de 43,5 millions \$ visant un projet de réhabilitation aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 1,4 %, et vient à échéance en 2023.

En décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt de 330 millions R\$ (65 millions \$) visant une centrale hydroélectrique au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 2,9 %, et vient à échéance en 2027.

En décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu un financement additionnel de 110 millions € (132 millions \$) visant un portefeuille solaire en Espagne. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 2,1 % et vient à échéance en 2040.

En décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu un financement additionnel de 125 millions \$ CA (98 millions \$) visant un portefeuille de centrales hydroélectriques au Canada. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 1,6 %, et vient à échéance en 2023.

### Renseignements supplémentaires

Le tableau suivant présente les variations des emprunts d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	1 <sup>er</sup> janvier	Flux de trésorerie liés aux activités de financement, montant net	Sans effet de trésorerie			31 décembre
			Acquisitions	Cession	Divers <sup>1,2</sup>	
<b>2020</b>						
Emprunts de la société mère.....	2 100 \$	(30)	—	—	65	2 135 \$
Emprunts sans recours...	15 200 \$	(175)	475	—	447	15 947 \$
<b>2019</b>						
Emprunts de la société mère.....	2 328 \$	(314)	—	—	86	2 100 \$
Emprunts sans recours....	14 218 \$	823	319	(196)	36	15 200 \$

<sup>1)</sup> Comprend le change et l'amortissement de la prime et des coûts de financement non amortis.

<sup>2)</sup> Comprend un ajustement de 247 millions \$ lié au rachat du contrat de location d'une centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW.

## 16. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	11 100 \$	11 086 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	56	68
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	2 721	3 317
Actions échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation.....	2 408	—
Actions privilégiées.....	609	597
	<b>16 894 \$</b>	<b>15 068 \$</b>

*Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation*

La variation nette des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se présente comme suit :

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infra- structure Fund	Brookfield Infra- structure Fund II	Brookfield Infra- structure Fund III	Brookfield Infra- structure Fund IV	Portefeuille hydroélectrique au Canada	The Catalyst Group	Investisseurs institutionnels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Participations ne donnant pas le contrôle dans TerraForm Power – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2017 .....	850 \$	1 682 \$	2 332 \$	— \$	— \$	134 \$	1 701 \$	9 \$	665 \$	205 \$	7 578 \$
Résultat net .....	1	9	164	—	4	14	174	1	59	13	439
Autres éléments du résultat global.....	66	298	1 107	—	(11)	(18)	504	5	294	58	2 303
Apports en capital .....	—	9	235	—	293	—	—	—	—	—	537
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	21	21
Distributions.....	(17)	(81)	(324)	—	—	(6)	(167)	—	(55)	(14)	(664)
Divers .....	—	12	(18)	—	(10)	—	—	—	39	52	75
Au 31 décembre 2018 .....	900	1 929	3 496	—	276	124	2 212	15	1 002	335	10 289
Résultat net .....	—	(13)	6	6	19	17	154	1	(79)	2	113
Autres éléments du résultat global.....	46	134	427	(3)	61	(41)	266	2	112	—	1 004
Apports en capital .....	—	—	2	159	268	—	—	(2)	244	3	674
Cessions.....	—	(87)	—	—	—	—	—	—	—	(85)	(172)
Distributions.....	(24)	(120)	(332)	—	(1)	(11)	(259)	(1)	(66)	(30)	(844)
Divers .....	—	8	20	1	(5)	—	2	(2)	(5)	3	22
Au 31 décembre 2019 .....	922	1 851	3 619	163	618	89	2 375	13	1 208	228	11 086
Résultat net .....	(13)	(21)	(52)	15	35	16	130	—	(31)	101	180
Autres éléments du résultat global.....	100	196	413	—	11	27	325	2	2	36	1 112
Apports en capital .....	—	9	23	246	—	—	—	—	—	242	520
Remboursement de capital .....	—	(3)	(109)	—	(35)	—	—	—	—	—	(147)
Cessions.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(15)
Distributions.....	(8)	(38)	(204)	(13)	(1)	(34)	(180)	—	(35)	(38)	(551)
Distribution spéciale / acquisition de TerraForm Power.....	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 101)	—	(1 101)
Divers .....	1	—	(67)	(1)	(1)	(1)	1	(1)	(43)	128	16
Au 31 décembre 2020 .....	1 002 \$	1 994 \$	3 623 \$	410 \$	627 \$	97 \$	2 651 \$	14 \$	— \$	682 \$	11 100 \$
Participations détenues par des tiers ..	75 %-80 %	43 %-60 %	23 %-71 %	75 %	50 %	25 %	53 %	0,3 %	— %	20 %-50 %	

Le 11 juin 2018, une filiale d'Énergie Brookfield a acquis 60 975 609 actions ordinaires de TerraForm Power au prix de 10,66 \$ l'action dans le cadre d'un placement privé (le « placement privé de 2018 »). Immédiatement après la clôture du placement privé de 2018, Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient une participation d'environ 65 % dans TerraForm Power. La participation financière restante d'environ 35 % était détenue par les actionnaires publics de TerraForm Power.

Le 3 août 2018, TerraForm Power a émis 80 084 actions ordinaires à l'intention d'une société affiliée contrôlée d'Énergie Brookfield et actionnaire de TerraForm Power relativement aux pertes nettes subies dans le cadre du règlement définitif d'un recours collectif conformément aux lois fédérales. Immédiatement après la clôture de l'émission, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient une participation d'environ 65 % dans TerraForm Power. La participation financière restante d'environ 35 % était détenue par les actionnaires publics de TerraForm Power.

Le 8 octobre 2019, une filiale d'Énergie Brookfield a acquis 2 981 514 actions ordinaires de TerraForm Power au prix de 16,77 \$ l'action dans le cadre d'un placement privé (le « placement privé de 2019 »). Le placement privé de 2019 a été réalisé parallèlement au placement de 250 millions \$ par voie d'appel public à l'épargne de TerraForm Power. À la clôture de l'appel public à l'épargne et du placement privé de 2019, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient, au 31 décembre 2019, une participation d'environ 61,5 % dans TerraForm Power. La participation financière restante d'environ 38,5 % était détenue par les actionnaires publics de TerraForm Power.

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a acquis toutes les actions de TerraForm Power émises dans le public, soit une participation de 38 % dans TerraForm Power. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 1 c) iii). Au 31 décembre 2020, TerraForm Power était entièrement détenue par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels.

Les tableaux suivants résument certaines informations financières relatives aux filiales en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle qui ont de l'importance pour Énergie Brookfield.

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infra-structure Fund	Brookfield Infra-structure Fund II	Brookfield Infra-structure Fund III <sup>1</sup>	Brookfield Infra-structure Fund IV	Portefeuille hydro-électrique au Canada	The Catalyst Group	Isagen <sup>2</sup>	TerraForm Power	Divers	Total
Participations détenues par des tiers .....	75 %-80 %	43 %-60 %	69 %-71 %	75 %	50 %	25 %	76 %	33 %	20 %-50 %	
Établissement .....	États-Unis, Brésil	États-Unis, Brésil, Europe	États-Unis, Brésil, Europe, Inde, Chine	Brésil, Inde, Chine	Canada	États-Unis	Colombie	Amérique du Nord, Amérique du Sud, Europe	États-Unis, Brésil, Canada, Colombie	
<b>Exercice clos le 31 décembre 2018 :</b>										
Produits .....	157 \$	447 \$	311 \$	— \$	38 \$	142 \$	896 \$	815 \$	21 \$	2 827 \$
Résultat net.....	2	17	19	—	15	56	331	213	2	655
Total du résultat global .....	95	544	898	—	25	(16)	1 290	1 063	16	3 915
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	1	9	15	—	6	14	251	142	1	439
<b>Exercice clos le 31 décembre 2019 :</b>										
Produits.....	155 \$	451 \$	255 \$	39 \$	96 \$	145 \$	971 \$	991 \$	29 \$	3 132 \$
Résultat net.....	2	(20)	10	9	42	67	293	(207)	6	202
Total du résultat global .....	61	294	359	4	138	(99)	1 007	90	17	1 871
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	(13)	8	6	19	17	220	(149)	5	113
<b>Au 31 décembre 2019 :</b>										
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	1 713 \$	5 240 \$	2 508 \$	538 \$	1 849 \$	696 \$	7 352 \$	10 350 \$	261 \$	30 507 \$
Total de l'actif.....	1 754	5 455	3 371	662	3 486	794	8 403	11 420	268	35 613
Total des emprunts.....	509	1 756	850	331	1 651	325	1 865	6 297	93	13 677
Total du passif.....	569	2 116	1 089	439	2 045	342	3 928	8 155	114	18 797
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle.....	922	1 852	1 622	162	651	88	3 395	2 344	50	11 086
<b>Exercice clos le 31 décembre 2020 :</b>										
Produits.....	137 \$	346 \$	189 \$	85 \$	123 \$	141 \$	874 \$	1 161 \$	20 \$	3 076 \$
Résultat net.....	(15)	(34)	(2)	20	73	65	247	(360)	173	167
Total du résultat global .....	109	345	160	19	108	173	866	238	176	2 194
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	(13)	(21)	(4)	15	38	16	187	(158)	120	180
<b>Au 31 décembre 2020 :</b>										
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	1 785 \$	5 314 \$	2 609 \$	724 \$	1 877 \$	1 037 \$	8 150 \$	11 606 \$	276 \$	33 378 \$
Total de l'actif.....	1 833	5 562	3 101	1 129	3 579	1 045	9 130	12 767	440	38 586
Total des emprunts.....	483	1 629	832	427	1 672	549	1 822	6 890	94	14 398
Total du passif.....	550	1 950	926	581	2 067	557	4 131	9 365	127	20 254
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle.....	1 002	1 994	1 545	410	675	97	3 794	1 434	149	11 100

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'information liée à Isagen et à TerraForm Power, qui sont présentées séparément.

<sup>2)</sup> Les participations détenues par un tiers dans Isagen totalisaient 75,9 % au 31 décembre 2020 et se répartissaient comme suit : Brookfield Infrastructure Fund III, 23,0 %; investisseurs institutionnels d'Isagen, 52,6 %; et autres participations ne donnant pas le contrôle, 0,3 %.

*Participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield, participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield et actions échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation détenues par des actionnaires publics et Brookfield*

Des actions échangeables de BEPC ont été émises au cours de l'exercice dans le cadre de la distribution spéciale, réalisée le 30 juillet 2020, et de l'acquisition de TerraForm Power, conclue le 31 juillet 2020. La distribution n'a donné lieu à aucun produit en trésorerie pour la société en commandite. Se reporter à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », pour de plus amples renseignements.

Le 11 décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu le fractionnement de parts, ce qui a entraîné l'émission de 1 325 754 parts de société en commandite, 64 829 316 parts de société en commandite rachetables/échangeables et 57 394 811 actions échangeables de BEPC. Le nombre de parts et les informations par part fournies sont présentés après le fractionnement.

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »), a le droit de recevoir les distributions régulières, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles de 0,20 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions trimestrielles des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles trimestriels de 0,2253 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil.

Les capitaux propres consolidés comprennent les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité sont détenues entièrement par Brookfield, tandis que les actions échangeables de BEPC sont détenues à 34,7 % par Brookfield et le reste par les actionnaires publics. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables de BEPC donnent au porteur le droit, à son gré, de racheter respectivement ces parts ou actions pour une contrepartie en trésorerie. Puisque ce droit de rachat est assujéti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield et qu'Énergie Brookfield peut, à son gré, régler la demande de rachat en contrepartie de parts de société en commandite qu'elle détient, à raison de une pour une, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables de BEPC sont classées à titre de capitaux propres selon IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*.

Les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité sont présentées à titre de participations ne donnant pas le contrôle puisqu'elles sont liées à une participation dans une filiale qui n'est pas attribuable, directement ou indirectement, à Énergie Brookfield. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 136 517 actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite d'une valeur de 2 millions \$. Aucune part de société en commandite rachetable/échangeable n'a été rachetée.

Les parts de société en commandite rachetables/échangeables émises par BRELP et les actions échangeables de BEPC émises par BEPC comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards des parts de société en commandite émises par Énergie Brookfield, sauf en ce qui concerne le droit de rachat décrit précédemment. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité, compte non tenu des distributions incitatives, donnent droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de société en commandite d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2020, 194 487 939 parts de société en commandite rachetables/échangeables (194 487 939 parts au 31 décembre 2019), 172 180 417 actions échangeables de BEPC (néant au 31 décembre 2019) et 3 977 260 parts de participation de commandité (3 977 260 parts au 31 décembre 2019) étaient en circulation.

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 lancé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant 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 5 % de chacune des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC émises et en circulation. Les offres viendront 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, 30 000 parts de société en commandite ont été rachetées pour un coût total de moins de 1 million \$.

### *Distributions*

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	<b>2020</b>	2019	2018
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	<b>5 \$</b>	5 \$	5 \$
Distributions incitatives.....	<b>65</b>	50	40
	<b>70</b>	55	45
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	<b>250</b>	268	255
Actions échangeables de BEPC détenues par			
Brookfield .....	<b>42</b>	—	—
Porteurs d'actions externes.....	<b>74</b>	—	—
Total des actions échangeables de BEPC .....	<b>116</b>	—	—
	<b>436 \$</b>	323 \$	300 \$

Le tableau suivant résume certaines informations financières relatives aux *participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield*, aux *participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield* et aux *actions échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation détenues par des actionnaires publics et Brookfield* :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
<b>Pour les exercices clos les 31 décembre :</b>			
Produits .....	3 810 \$	3 971 \$	3 797 \$
Résultat net.....	(45)	80	583
Résultat global.....	3 068	2 025	4 474
Résultat net attribuable aux éléments suivants <sup>1</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	62	50	41
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(133)	(65)	16
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation.....	(49)	—	—
<b>Aux 31 décembre :</b>			
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	44 590 \$	41 055 \$	
Total de l'actif .....	49 722	46 196	
Total des emprunts.....	18 082	17 300	
Total du passif .....	27 955	25 716	
Valeur comptable des éléments suivants <sup>2</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	56	68	
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	2 721	3 317	

<sup>1)</sup> Réparti en fonction de la moyenne pondérée de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables de BEPC et des parts de société en commandite de respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 139,9 millions et 271,1 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, néant et 268,3 millions en 2019 et 4,0 millions, 194,5 millions, néant et 270,4 millions en 2018).

<sup>2)</sup> Répartie en fonction de la participation de commandité, du nombre de parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables de BEPC et de parts de société en commandite en circulation de respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 172,2 millions et 274,8 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, néant et 268,5 millions en 2019).

#### Actions privilégiées

Aux 31 décembre, les actions privilégiées d'Énergie Brookfield comprenaient les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») suivantes :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2020	2019	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Série 1 (136 \$ CA).....	6,85	3,36	avril 2025	3 \$	3 \$	134 \$	105 \$
Série 2 (113 \$ CA) <sup>1</sup> ...	3,11	2,76	avril 2025	3	4	62	86
Série 3 (249 \$ CA).....	9,96	4,40	juillet 2024	8	8	195	192
Série 5 (103 \$ CA).....	4,11	5,00	avril 2018	4	4	81	79
Série 6 (175 \$ CA).....	7,00	5,00	juillet 2018	7	7	137	135
	31,03			25 \$	26 \$	609 \$	597 \$

<sup>1)</sup> Le taux de dividende correspond à la distribution annualisée fondée sur le taux variable trimestriel le plus récent.

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2020, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

### Actions privilégiées de catégorie A – offre publique de rachat dans le cours normal des activités

En juillet 2020, 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 2021 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, le rachat est permis 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 2020 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

## 17. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées d'Énergie Brookfield sont composés des parts privilégiées de catégorie A présentées comme suit :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2020	2019	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Série 5 (72 \$ CA) .....	2,89	5,59	avril 2018	3 \$	3 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA).....	7,00	5,50	janvier 2021	7	7	128	128
Série 9 (200 \$ CA).....	8,00	5,75	juillet 2021	9	9	147	147
Série 11 (250 \$ CA)...	10,00	5,00	avril 2022	9	9	187	187
Série 13 (250 \$ CA)...	10,00	5,00	avril 2023	9	10	196	196
Série 15 (175 \$ CA)...	7,00	5,75	avril 2024	8	6	126	126
Série 17 (200 \$) .....	8,00	5,25	mars 2025	9	—	195	—
	<u>52,89</u>			<u>54 \$</u>	<u>44 \$</u>	<u>1 028 \$</u>	<u>833 \$</u>

Le 24 février 2020, Énergie Brookfield a émis 8 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 17 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 17 ») au prix de 25 \$ chacune, pour un produit brut de 200 millions \$. Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 5 millions \$, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 17 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,25 %.

Au 31 décembre 2020, aucune part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5 n'avait été rachetée.

En juillet 2020, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2021, 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 parts privilégiées de catégorie A. Les porteurs de parts peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield. En 2020, aucune action n'a été rachetée.

## 18. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

### Capitaux propres des commanditaires

Le 11 décembre 2020, Énergie Brookfield a effectué le fractionnement des parts de société en commandite d'Énergie Brookfield en circulation à raison de trois pour deux parts au moyen d'une subdivision des parts, selon laquelle les porteurs de parts de société en commandite ont reçu une demi-part supplémentaire pour chaque part de société en commandite qu'ils détiennent, ce qui a entraîné l'émission de 91 600 487 parts de société en commandite. Nos parts privilégiées et les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées n'ont pas été touchés par le fractionnement. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et les parts du commandité ont été fractionnées simultanément dans le cadre du fractionnement des parts. Le nombre de parts de société en commandite et les informations par part de société en commandite fournies sont présentés après le fractionnement.

Au 31 décembre 2020, un total de 274 837 890 parts de société en commandite étaient en circulation (268 466 704 parts de société en commandite en 2019), dont 68 749 416 étaient détenues par Brookfield (84 103 416 en 2019). Brookfield détient toutes les participations de commandite dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition de TerraForm Power en procédant à l'émission de 55 552 862 actions échangeables de BEPC et 6 051 704 parts de société en commandite. La participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management par suite de l'acquisition de TerraForm Power représentait environ 51,5 % de la société, compte non tenu d'un échange intégral. Brookfield Asset Management détenait, par suite de l'acquisition de TerraForm Power et compte tenu d'un échange intégral, une participation directe de société en commandite de 25 % dans BEPC. Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de TerraForm Power, se reporter à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables ».

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 182 966 parts de société en commandite (264 894 parts de société en commandite en 2019) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 6 millions \$ (6 millions \$ en 2019).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 136 517 actions échangeables de BEPC contre des parts en société en commandite d'une valeur de 2 millions \$.

Au 31 décembre 2020, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management, soit 323 051 190 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, représentait environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait au 31 décembre 2020 une participation directe de société en commandite de 25 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 41 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables, une participation directe de commandite de 1 % dans BRELP et une participation directe de 35 % dans les actions échangeables de BEPC.

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. Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 13 740 072 parts de société en commandite, soit 5 % de ses parts de société en commandite émises et en circulation. L'offre viendra 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 n'a été rachetée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, 30 000 parts de société en commandite ont été rachetées pour un coût total de moins de 1 million \$.

#### *Distributions*

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Brookfield .....	<b>98 \$</b>	116 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes .....	<b>251</b>	254
	<b><u>349 \$</u></b>	<u>370 \$</u>

En février 2021, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,215 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 0,06 \$ par part de société en commandite, qui prendra effet pour la distribution versée en mars 2021.

## 19. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Note	Total
Solde au 31 décembre 2018 .....		948 \$
Écart de conversion et divers <sup>1</sup> .....		1
Solde au 31 décembre 2019 .....		949
Acquis dans le cadre d'une acquisition .....	3	41
Écart de conversion .....		(20)
Solde au 31 décembre 2020 <sup>2</sup> .....		970 \$

<sup>1)</sup> Correspondent aux ajustements de la répartition du prix d'acquisition des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre de l'acquisition de Saeta.

<sup>2)</sup> Comprend un goodwill de 784 millions \$ (821 millions \$ en 2019) de notre secteur hydroélectricité, de 72 millions \$ (66 millions \$ en 2019) de notre secteur énergie éolienne et de 114 millions \$ (62 millions \$ en 2019) de notre secteur énergie solaire.

Le goodwill associé au secteur hydroélectricité découle de la comptabilisation du passif d'impôt différé dans la répartition du prix d'acquisition de regroupements d'entreprises. Le passif d'impôt différé est évalué, conformément à IAS 12, dans la répartition du prix d'acquisition plutôt qu'à la juste valeur. Par conséquent, le goodwill comptabilisé ne représente pas le goodwill « principal », mais plutôt le goodwill découlant de concepts comptables, ou goodwill « secondaire ». Afin d'éviter une dépréciation immédiate de ce goodwill secondaire, Énergie Brookfield a retiré de la valeur comptable tout goodwill secondaire justifié, à la date du test de dépréciation, par l'existence du passif d'impôt différé initial qui a donné lieu au goodwill. Au 31 décembre 2020, nous avons effectué un test de dépréciation au niveau où le goodwill fait l'objet d'un suivi par la direction. Dans le cadre de ce test de dépréciation, la direction a retiré de la valeur comptable des actifs touchés le goodwill secondaire qui continuait d'être justifié par l'existence du passif d'impôt différé initial qui avait donné lieu au goodwill. Le solde du goodwill relatif aux secteurs éolien et solaire n'est pas important par rapport au solde total au 31 décembre 2020 et aucune dépréciation du goodwill n'a été comptabilisée au cours de l'exercice.

## 20. GESTION DU CAPITAL

Les principaux objectifs d'Énergie Brookfield par rapport à la gestion du capital consistent à s'assurer de la durabilité de son capital en vue de soutenir les activités poursuivies, de respecter ses obligations financières, de saisir les occasions de croissance et d'offrir des distributions stables à ses porteurs de parts de société en commandite. Le capital d'Énergie Brookfield est surveillé au moyen du ratio d'endettement du siège social et du ratio d'endettement consolidé. Au 31 décembre 2020, ces ratios étaient de respectivement 6 % et 27 % (respectivement 10 % et 34 % en 2019).

Énergie Brookfield a consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de ses prêteurs en ce qui a trait aux emprunts de la société en commandite et à ses facilités de crédit. Aux termes des clauses restrictives, Énergie Brookfield doit respecter des ratios d'endettement minimaux. Les filiales d'Énergie Brookfield ont consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de leurs prêteurs en ce qui a trait à leurs emprunts sans recours. Ces clauses restrictives varient d'une convention de crédit à l'autre et comprennent des ratios de couverture du service de la dette. Certains prêteurs ont également imposé des exigences qui obligent Énergie Brookfield et ses filiales à maintenir des comptes de réserve relativement à la dette et aux dépenses d'investissement. Dans l'éventualité où les filiales ne respecteraient pas les clauses restrictives, les conséquences pourraient notamment se traduire par une limitation des distributions versées par les filiales à Énergie Brookfield ainsi que le remboursement de l'encours de la dette. Énergie Brookfield est tributaire des distributions versées par ses filiales pour assurer le service de sa dette.

La stratégie d'Énergie Brookfield en 2020, qui était la même qu'au cours de l'exercice 2019, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	Siège social		Données consolidées	
	2020	2019	2020	2019
Facilité de crédit de la société mère <sup>1</sup> .....	— \$	299 \$	— \$	299 \$
Papier commercial <sup>1, 2</sup> .....	3	—	3	—
Dette				
Billets à moyen terme <sup>3</sup> .....	2 140	1 808	2 140	1 808
Emprunts sans recours <sup>4</sup> .....	—	—	16 006	15 227
	<b>2 140</b>	1 808	<b>18 146</b>	17 035
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>5</sup> .....	—	—	5 310	4 689
Capitaux propres				
Participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	11 100	11 086
Actions privilégiées.....	609	597	609	597
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	1 028	833	1 028	833
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.....	9 030	7 964	9 030	7 964
Total de la structure du capital.....	<b>12 807 \$</b>	11 202 \$	<b>45 223 \$</b>	42 204 \$
Ratio d'endettement.....	17 %	16 %	40 %	40 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) <sup>6</sup> .....	6 %	10 %	27 %	34 %

<sup>1)</sup> 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 capital permanentes.

<sup>2)</sup> Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard \$, dont la durée moyenne pondérée est de quatre ans, complètent notre programme de papier commercial.

<sup>3)</sup> Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 8 millions \$ (7 millions \$ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

<sup>4)</sup> Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 15 millions \$ (142 millions \$ en 2019) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 59 millions \$ (27 millions \$ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

<sup>5)</sup> Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé.

<sup>6)</sup> Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

## 21. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Le tableau suivant présente les variations des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Solde au début de l'exercice .....	937 \$	684 \$	509 \$
Participation .....	42	144	13
Remboursement de capital .....	(19)	—	—
Quote-part du résultat net .....	27	29	28
Quote-part des autres éléments du résultat global .....	29	81	168
Dividendes reçus .....	(56)	(16)	(9)
Écart de conversion et autres .....	11	15	(25)
Solde à la fin de l'exercice .....	971 \$	937 \$	684 \$

## 22. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Trésorerie .....	422 \$	327 \$
Dépôts à court terme .....	9	25
	431 \$	352 \$

## 23. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2020	2019
Activités .....		129 \$	128 \$
Obligations liées au crédit .....		119	143
Dépenses d'investissement et projets de développement .....		35	22
Total .....		283	293
Moins : non courante .....	25	(75)	(104)
Courante .....		208 \$	189 \$

## 24. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se composaient des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Créances clients .....	614 \$	580 \$
Charges payées d'avance et créances diverses .....	64	100
Stocks .....	26	43
Impôts à recevoir .....	15	47
Autres créances à court terme .....	163	158
Tranche courante de l'actif sur contrat .....	46	51
	928 \$	979 \$

Au 31 décembre 2020, 84 % des créances clients étaient non en souffrance (72 % en 2019). Énergie Brookfield ne s'attend pas à ce que la recouvrabilité de ces montants soit un enjeu. Par conséquent, aux 31 décembre 2020 et 2019, il a été décidé qu'il n'était pas nécessaire de constituer une provision pour créances douteuses relative aux créances clients. Les créances clients sont généralement exigibles dans les 30 jours, et des limites de crédit faisant l'objet d'un suivi serré sont attribuées à toutes les contreparties. Pour déterminer la recouvrabilité des créances clients, la direction effectue une analyse de risque en tenant compte du type et de l'âge des débiteurs impayés et de la solvabilité des contreparties. La direction examine aussi régulièrement le solde des créances clients.

## 25. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Les autres actifs non courants d'Énergie Brookfield se présentaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Note	2020	2019
Actif sur contrat.....		409 \$	422 \$
Liquidités soumises à restrictions.....	23	75	104
Divers .....		121	77
		<u>605 \$</u>	<u>603 \$</u>

Aux 31 décembre 2020 et 2019, les liquidités soumises à restrictions étaient détenues principalement pour satisfaire aux exigences en matière de réserves liées à l'exploitation et à l'entretien, aux paiements de loyers et aux accords de crédit.

Les actifs sur contrat découlent des modifications qui ont été apportées aux conventions d'achat d'électricité à long terme intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield portant sur les actifs de production en Ontario détenus par Great Lakes Power Limited et Fiducie Mississagi Power. L'incidence nette de ces modifications a été contrebalancée par l'apport de modifications à la convention d'achat d'électricité à long terme qu'Énergie Brookfield a conclue avec Brookfield portant sur plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis; toutefois, les modifications ont donné lieu à un échéancier différent pour les flux de trésorerie. Par conséquent, les modifications ont été comptabilisées en fonction de leur substance, entraînant la comptabilisation de soldes d'actifs et de passifs sur contrat ainsi que de coûts de financement nets sur la durée résiduelle des conventions. Aucune provision importante n'est prévue pour les pertes de crédit attendues découlant des actifs sur contrat. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

## 26. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres crédateurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Créditeurs liés aux activités d'exploitation.....	270 \$	309 \$
Dettes fournisseurs .....	127	152
Intérêts à payer sur des emprunts.....	106	105
Distributions à payer aux porteurs de parts de société en commandite, distributions à payer sur les parts de société en commandite privilégiées, dividendes à payer sur actions privilégiées et dividendes à payer sur actions échangeables de BEPC <sup>1</sup> .....	46	33
Tranche à court terme des obligations locatives .....	33	21
Divers .....	43	67
	<u>625 \$</u>	<u>687 \$</u>

<sup>1)</sup> Ne comprennent que les montants à payer aux porteurs de parts de société en commandite externes et aux porteurs d'actions échangeables de BEPC. Les montants à payer à Brookfield sont compris dans les montants à payer à des parties liées.

## 27. PROVISIONS

Le tableau ci-dessous présente la variation des passifs relatifs au démantèlement de la société :

(EN MILLIONS)	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Solde au début de l'exercice.....	504 \$	394 \$
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises .....	23	38
Réduction issue de paiements/décomptabilisation .....	—	(8)
Désactualisation.....	17	17
Modification d'estimations.....	94	61
Écart de conversion .....	7	2
Solde à la fin de l'exercice .....	<u>645 \$</u>	<u>504 \$</u>

Énergie Brookfield a comptabilisé des obligations de démantèlement associées à certains actifs de production d'électricité. Une obligation de démantèlement a été établie pour des centrales hydroélectriques, éoliennes et solaires, dont la remise en état devrait se faire en grande partie entre 2031 et 2054. Le coût estimatif des activités de démantèlement est établi d'après l'évaluation d'un tiers.

Pour de plus amples renseignements sur les autres provisions pour frais juridiques, se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties ».

## 28. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Passifs sur contrat.....	602 \$	562 \$
Obligations locatives.....	405	379
Obligations au titre des prestations de retraite .....	98	99
Montants à payer à des parties liées .....	11	7
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions .....	11	12
Divers .....	119	142
	<u>1 246 \$</u>	<u>1 201 \$</u>

Les passifs sur contrat découlent de la modification qui a été apportée à la convention relative aux produits tirés de l'électricité conclue entre Brookfield et plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis. Se reporter à la note 25, « Autres actifs non courants », pour de plus amples renseignements sur les soldes des contrats d'Énergie Brookfield. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

## 29. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

### Engagements

Dans le cours de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales sont parties à des ententes relatives à l'utilisation d'eau, de terrains et de barrages. Les paiements prévus en vertu de ces ententes varient selon le volume d'électricité produite. Les diverses ententes peuvent être renouvelées et se prolonger jusqu'en 2089.

Dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield prendra des engagements au titre des dépenses d'investissement qui concernent principalement des coûts engagés dans le cadre de projets d'initiatives de croissance divers. Au 31 décembre 2020, Énergie Brookfield avait pris des engagements au titre des dépenses d'investissement en cours totalisant 574 millions \$ (36 millions \$ en 2019). De ce montant, une tranche de 405 millions \$ est exigible dans moins d'un an, une tranche de 159 millions \$, dans deux ans, et la tranche restante de 10 millions \$, par la suite.

Une partie intégrante de la stratégie d'Énergie Brookfield consiste à participer avec des investisseurs institutionnels à des fonds de capital-investissement privés soutenus par Brookfield qui visent des acquisitions correspondant au profil d'Énergie Brookfield. Dans le cours normal de ses activités, Énergie Brookfield s'est engagée auprès de fonds de capital-investissement privés soutenus par Brookfield à participer à ces acquisitions cibles dans l'avenir, lorsque celles-ci auront été identifiées, le cas échéant. De temps à autre, afin de permettre à ce que les activités d'investissement soient réalisées en temps opportun et de façon efficace, Énergie Brookfield financera des dépôts ou engagera d'autres coûts et charges (y compris en recourant à des facilités de crédit afin d'utiliser, de soutenir, de garantir ou d'émettre des lettres de crédit) à l'égard d'un investissement qui sera par la suite partagé entre des véhicules, des consortiums ou des sociétés de personnes parrainés par Brookfield (y compris des fonds privés, des coentreprises et des arrangements semblables), Énergie Brookfield et des co-investisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir environ 54 millions R\$ (10 millions \$) en vue d'acquérir un portefeuille de développement éolien au Brésil d'une puissance de 270 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 700 millions \$ en vue d'acquérir un portefeuille d'énergie éolien aux États-Unis d'une puissance de 845 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 810 millions \$ en vue d'acquérir une plateforme de production décentralisée en développement regroupant des actifs en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW situés sur près de 600 endroits aux États-Unis et des actifs en développement de 700 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'achat d'une participation de 23 % dans Polenergia, entreprise de production d'énergie renouvelable d'envergure en Pologne, relativement à son offre publique d'achat annoncée précédemment avec l'actionnaire majoritaire actuel de Polenergia, à un coût approximatif de 175 millions \$ (coût net de 44 millions \$ pour Énergie Brookfield, pour une participation de 6 %). La participation d'Énergie Brookfield dans la société, de concert avec ses partenaires institutionnels et l'actionnaire majoritaire actuel de Polenergia, devrait s'élever à 75 %.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 411 milliards COP (111 millions \$) en vue d'acquérir un portefeuille hydroélectrique en Colombie d'une puissance de 40 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 24 %.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 153 milliards COP (41 millions \$) en vue d'acquérir un portefeuille de projets de développement d'énergie solaire en Colombie d'une puissance de 38 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 24 %.

## Éventualités

Énergie Brookfield et ses filiales font l'objet d'actions en justice, d'arbitrages et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la direction est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée d'Énergie Brookfield ou sur ses résultats d'exploitation consolidés.

Le 22 décembre 2020, notre filiale, TerraForm Power, a reçu une décision défavorable à l'égard de la requête de jugement sommaire dans le cadre d'un litige portant sur un différend contractuel historique. Ce litige est antérieur à l'acquisition en 2017, par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels, d'une participation initiale de 51 % dans TerraForm Power. Le différend porte sur une allégation selon laquelle TerraForm Power avait l'obligation de verser des paiements indexés sur les bénéfices futurs en lien avec l'acquisition à un tiers de certains actifs en développement par l'ancienne société mère de TerraForm Power. La décision du tribunal prononcée en faveur du demandeur lui accorde environ 231 millions \$ plus les intérêts courus depuis mai 2016 à un taux annuel non composé de 9 % prévu par la loi applicable dans l'État de New York.

Un cautionnement a été déposé au tribunal pour le montant du jugement, plus les intérêts additionnels pour une année à un taux de 9 % appliqué sur le montant du jugement. Bien que TerraForm Power ait fait appel de cette décision, nous ne pouvons prédire avec certitude l'issue de cet appel ni si d'autres procédures seront entamées en lien avec l'allégation. Énergie Brookfield a comptabilisé une provision de 231 millions \$ associée à cette affaire à l'état consolidé de la situation financière.

Énergie Brookfield, au nom des filiales d'Énergie Brookfield, et les filiales elles-mêmes ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement. L'activité relative aux lettres de crédit émises par Énergie Brookfield est décrite à la note 15, « Emprunts ».

Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels, a fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III et Brookfield Infrastructure Fund IV. Les filiales d'Énergie Brookfield ont également fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement.

Les lettres de crédit émises par Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels, et ses filiales se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels .....	46 \$	50 \$
Filiales d'Énergie Brookfield .....	670	668
	716 \$	718 \$

## Garanties

Dans le cours normal de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales signent des conventions prévoyant l'indemnisation et des garanties à l'égard de tiers dans le cadre de transactions, notamment de cessions d'entreprises, de projets d'investissement, d'acquisitions d'entreprises, et de vente et d'achat d'actifs et de service. Énergie Brookfield a également convenu d'indemniser ses administrateurs et certains de ses dirigeants et employés. La nature de la quasi-totalité des promesses d'indemnisation empêche Énergie Brookfield de faire une estimation raisonnable du montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser à des tiers, car les conventions ne précisent pas toujours de montant maximal, et les montants dépendent de l'issue d'éventualités futures, dont la nature et la probabilité ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle. Énergie Brookfield et ses filiales n'ont jamais versé de montant important aux termes de telles conventions d'indemnisation.

## 30. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield sont comptabilisées à la valeur d'échange et sont principalement effectuées avec Brookfield.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu ou modifié les conventions principales suivantes :

### Principales conventions

#### *Conventions de société en commandite*

Les conventions de société en commandite modifiées et refondues d'Énergie Brookfield et de BRELP décrivent toutes deux les principales modalités des sociétés en commandite, y compris les clauses sur la gestion, les protections des commanditaires, les apports en capital, les distributions et la répartition du résultat. Le commandité de BRELP a le droit de recevoir des distributions incitatives de BRELP attribuables à sa participation de commandité dans BRELP. Les distributions incitatives seront calculées par tranches en fonction du montant par lequel les distributions trimestrielles faites sur les parts de société en commandite de BRELP dépassent les niveaux cibles tels qu'ils ont été établis dans la convention de société en commandite modifiée et reformulée.

### *Convention-cadre de services*

Énergie Brookfield a conclu une convention avec Brookfield Asset Management en vertu de laquelle Brookfield Asset Management a accepté d'assurer la surveillance générale de l'entreprise et d'offrir les services de hauts dirigeants à Énergie Brookfield moyennant des honoraires de gestion. Ceux-ci sont versés tous les trimestres et comprennent une composante trimestrielle fixe de 5 millions \$ et une composante variable calculée en pourcentage de l'augmentation de la valeur de la capitalisation totale d'Énergie Brookfield par rapport à une valeur de référence initiale (sous réserve d'une indexation annuelle en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013). Au 31 décembre 2020, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 34 milliards \$, en comparaison de la valeur de référence initiale de 8 milliards \$ et compte tenu du montant annuel de 23 millions \$ (ajusté pour tenir compte de l'inflation), ce qui a entraîné le paiement d'honoraires de gestion de 235 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (135 millions \$ en 2019 et 94 millions \$ en 2018).

### *Convention relative aux relations*

Depuis sa création, Énergie Brookfield a une convention relative aux relations qu'elle a conclue avec Brookfield en vertu de laquelle Brookfield a convenu, sous réserve de certaines exceptions, qu'Énergie Brookfield servira de principal véhicule par l'intermédiaire duquel Brookfield acquerra, directement ou indirectement, des actifs d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale.

### *Convention-cadre de services de TERP et Brookfield*

TerraForm Power était partie à une entente de gestion (la « convention-cadre de services de TERP et Brookfield ») avec Brookfield ainsi que certaines de ses sociétés affiliées, datée du 16 octobre 2017. En vertu de la convention-cadre de services de TERP et Brookfield, TerraForm Power assumait les coûts de services de gestion trimestriels qui étaient calculés comme suit, conformément à la convention-cadre de services de TERP et Brookfield :

- Pour chacun des quatre premiers trimestres après le 16 octobre 2017, une composante fixe de 2,5 millions \$ par trimestre (sous réserve d'un ajustement proportionnel pour le trimestre qui comprend le 16 octobre 2017) plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.
- Pour chacun des quatre trimestres suivants, une composante fixe de 3,0 millions \$ par trimestre rajustée annuellement en fonction de l'inflation plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.
- Par la suite, une composante fixe de 3,75 millions \$ par trimestre rajustée annuellement en fonction de l'inflation plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.

Aux fins du calcul du paiement des coûts de services de gestion, l'expression « augmentation de la valeur de la capitalisation boursière » désignait, pour tout trimestre, l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière de TerraForm Power pour ce trimestre, calculée en multipliant le nombre d'actions ordinaires en circulation de TerraForm Power au dernier jour de Bourse du trimestre par la différence entre (x) le cours moyen pondéré selon le volume d'une action ordinaire pendant les jours de Bourse dudit trimestre et (y) 9,52 \$. Si la différence entre (x) et (y) dans le calcul de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour un trimestre est un nombre négatif, alors l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière est réputée être nulle. Les coûts de services de gestion de TerraForm Power sont compris dans les comptes de résultat d'Énergie Brookfield en fonction de ses données historiques.

La convention-cadre de services de TERP et Brookfield a été résiliée après l'acquisition de TerraForm Power.

### *Convention de vote de BRELP*

En 2011, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, aux termes de laquelle Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de BRPL, détient un certain nombre de droits de vote, notamment le droit de donner des directives contraignantes à l'égard de l'ensemble des votes pouvant être exercés dans le cadre de l'élection des administrateurs du commandité de BRELP.

## Convention de gouvernance

TerraForm Power était partie à une convention de gouvernance datée du 16 octobre 2017, désignée comme la convention de gouvernance, avec Orion Holdings 1 L.P. (« Orion Holdings »), filiale contrôlée par Brookfield Asset Management, et toutes les sociétés affiliées contrôlées de Brookfield Asset Management (autres que TerraForm Power et ses sociétés affiliées contrôlées), lesquelles, en vertu de la convention de gouvernance, deviennent occasionnellement parties à ladite convention, désignées collectivement comme les commanditaires.

La convention de gouvernance établissait certains droits et certaines obligations de TerraForm Power et des sociétés affiliées contrôlées de Brookfield Asset Management qui détenaient des titres avec droits de vote de TerraForm Power à l'égard de la gouvernance de TerraForm Power et des relations entre les sociétés affiliées de Brookfield Asset Management, TerraForm Power et ses sociétés affiliées contrôlées.

Le 11 juin 2018, Orion Holdings, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. (« NA HoldCo ») et TerraForm Power ont signé une convention connexe en vertu de laquelle NA HoldCo est devenue partie à la convention de gouvernance. Le 29 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo, BBHC Orion Holdco L.P. (« BBHC Orion »), filiale contrôlée par Brookfield Asset Management, et TerraForm Power ont signé une deuxième convention connexe selon laquelle BBHC Orion est devenue partie à la convention de gouvernance.

La convention de gouvernance a été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power.

## Conventions de services d'électricité

### *Internalisation de la commercialisation de l'énergie*

En 2018, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu une entente (la « convention relative à la commercialisation de l'énergie ») visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield. La convention relative à la commercialisation de l'énergie vise à transférer toutes les activités de commercialisation existantes de Brookfield à Énergie Brookfield, ce qui comprend la commercialisation, l'achat et les transactions d'énergie ou de produits connexes en Amérique du Nord, la prestation de services de commercialisation de l'énergie et tout ce qui en découle (l'« internalisation de la commercialisation de l'énergie »). L'internalisation de la commercialisation de l'énergie comprenait également le transfert de toutes les conventions d'achat d'électricité conclues avec des tierces parties, sous réserve de certaines exceptions, ainsi que les conventions d'achat d'électricité et de soutien relatives aux produits conclues avec des parties liées comme il est décrit en détail ci-dessous.

L'internalisation de la commercialisation de l'énergie a été réalisée au cours du troisième trimestre de 2019. Les conventions d'agence d'électricité, la convention de commercialisation de l'énergie et certaines conventions relatives aux produits dont il est question ci-après ont été transférées de Brookfield à Énergie Brookfield dans le cadre de l'internationalisation de la commercialisation de l'énergie.

### *Conventions d'agence d'électricité*

Certaines filiales d'Énergie Brookfield ont conclu des conventions d'agence d'électricité, nommant Brookfield en tant que mandataire exclusif à l'égard de la vente d'électricité, y compris de la prestation de services de transport et d'autres services supplémentaires. De plus, Brookfield se chargeait de l'ordonnancement et de la répartition, et voyait au transport de l'électricité produite et de l'électricité fournie à des tiers conformément aux pratiques prudentes de l'industrie. En vertu de chaque convention, Brookfield avait droit au remboursement de tous les frais tiers engagés et, dans certains cas, recevait une rémunération supplémentaire en échange de la prestation de ses services de vente d'électricité et d'autres services.

Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, toutes les conventions d'agence d'électricité ont été transférées de Brookfield à Énergie Brookfield.

### *Convention de commercialisation de l'énergie*

Brookfield avait accepté de fournir des services de commercialisation d'énergie aux activités nord-américaines d'Énergie Brookfield. En vertu de cette convention, Énergie Brookfield payait des frais de commercialisation de l'énergie de 18 millions \$ par année (sous réserve d'une augmentation en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013). Se reporter à la note 9, « Coûts d'exploitation directs ».

Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention de commercialisation de l'énergie a été transférée de Brookfield à Énergie Brookfield.

## Conventions relatives aux produits

### *Modifications apportées aux contrats*

En 2018, des modifications ont été apportées à deux conventions d'achat d'électricité à long terme portant sur les actifs de production détenus par Great Lakes Power Limited (« GLPL ») et Fiducie Mississagi Power (« FMP ») en Ontario.

Selon la convention d'achat d'électricité modifiée intervenue avec GLPL, Brookfield doit acheter l'énergie produite par certaines centrales au Canada détenues par GLPL à un prix moyen de 100 \$ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. L'échéance initiale de la convention de GLPL est fixée à 2029 et Énergie Brookfield aura l'option de prolonger l'engagement de Brookfield à offrir un prix fixe de 60 \$ CA le MWh à GLPL jusqu'en 2044.

Selon la convention d'achat d'énergie modifiée de FMP, Brookfield doit acheter l'énergie produite par certaines installations au Canada détenues par FMP au prix moyen de 127 \$ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. La convention de FMP se termine le 1<sup>er</sup> décembre 2029.

### *Convention relative aux produits tirés de l'électricité*

En 2018, la convention relative aux produits tirés de l'électricité entre Brookfield et plusieurs sociétés détenues par Énergie Brookfield a été modifiée en bonne et due forme.

Brookfield maintiendra à 75 \$ le MWh le prix qu'Énergie Brookfield reçoit pour l'énergie produite par certaines centrales aux États-Unis. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année jusqu'en 2021, le prix est accru d'un montant équivalant à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année civile précédente, jusqu'à concurrence d'une hausse de 3 % dans une seule et même année civile. Le prix garanti sera réduit de 3 \$ par MWh chaque année à partir de 2021 jusqu'en 2025, puis à nouveau de 5,03 \$ par MWh en 2026. La convention relative aux produits tirés de l'électricité prendra fin en 2046 et confère à Brookfield le droit de mettre fin à la convention en 2036.

### *Autres conventions relatives aux produits*

En vertu d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achète toute l'énergie produite par plusieurs centrales électriques dans les États du Maine et du New Hampshire détenues par Great Lakes Holding America (« GLHA ») au prix de 37 \$ le MWh. Les tarifs d'électricité étaient soumis à un ajustement annuel égal à 20 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année précédente. Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention d'achat d'électricité conclue avec GLHA a été transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achetait toute l'énergie produite par Énergie La Lièvre au Québec au prix de 68 \$ CA le MWh. Les tarifs d'énergie étaient soumis à un ajustement annuel correspondant au moindre des deux montants suivants : soit 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année précédente, ou 3 %. Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention d'achat d'électricité conclue avec Énergie La Lièvre a été transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention de garantie, Brookfield achetait toute l'énergie produite par les deux centrales d'Hydro Pontiac Inc. au prix de 68 \$ CA le MWh. Ce tarif était soumis depuis 2010 à un ajustement annuel égal à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année civile précédente. Cette convention de garantie devait entrer en vigueur en 2019 pour une des centrales et en 2020 pour l'autre, soit à l'expiration de leurs conventions d'achat d'électricité actuelles conclues avec des tiers. L'échéance initiale de la convention avec Brookfield était fixée à 2029 et la convention était automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans sous réserve de certaines clauses de résiliation. Une fois l'internalisation de la commercialisation de l'énergie achevée, la convention de garantie conclue avec Hydro Pontiac Inc. a été transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention relative au nivellement de la production éolienne d'une durée de dix ans qui est venue à échéance en février 2019, Brookfield permettait d'atténuer toute variation éolienne éventuelle par rapport à la production annuelle prévue de 506 GWh des actifs du parc éolien Prince Wind, en Ontario. Toute production excédentaire par rapport à la production prévue donnait lieu à un paiement d'Énergie Brookfield à Brookfield, tandis qu'une insuffisance aurait donné lieu à un paiement de Brookfield à Énergie Brookfield.

## Conventions de vote

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles Brookfield, à titre de membre directeur des entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund (les « entités liées à BAIF ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, a convenu d'attribuer à Énergie Brookfield leurs droits de vote à l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BAIF. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BAIF aux États-Unis et au Brésil sont de respectivement 22 % et 25 %.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund II (les « entités liées à BIF II ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF II. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF II étaient de l'ordre de 40 % à 50,1 %.

Sauf ce qui est énoncé ci-dessous relativement à TerraForm Power et à Isagen, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund III (les « entités liées à BIF III ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, en vertu de laquelle Brookfield a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF III. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF III étaient de l'ordre de 24 % à 31 %.

Énergie Brookfield détient sa participation dans ses activités en Colombie dans le cadre d'un consortium. Le consortium, quant à lui, détient sa participation dans Isagen par l'entremise d'une entité (« Hydro Holdings »), laquelle a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Isagen. Le commandité d'Hydro Holdings est une filiale contrôlée par Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Hydro Holdings dans la mesure où Brookfield Asset Management et ses filiales (notamment Énergie Brookfield) sont collectivement : i) la plus importante détentrice de participations de société en commandite dans Hydro Holdings et ii) la détentrice de plus de 30 % des participations de société en commandite dans Hydro Holdings (le « critère de propriété »). Brookfield Asset Management et ses filiales satisfont à ce jour au critère de propriété.

Simultanément à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec une société affiliée contrôlée par Brookfield pour transférer les droits de vote rattachés à leurs actions respectives détenues dans TerraForm Power à Énergie Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund IV (les « entités liées à BIF IV ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF IV. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF IV est de 25 %.

## Autres conventions

### *Convention d'octroi de ligne de crédit du commanditaire*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu la ligne de crédit du commanditaire avec Brookfield Asset Management et une de ses sociétés affiliées (les « prêteurs »). La ligne de crédit du commanditaire constitue une facilité de crédit renouvelable garantie de 500 millions \$ aux termes de laquelle les prêteurs s'engagent à octroyer des prêts au TIOL à Énergie Brookfield au cours d'une période ne devant pas dépasser trois ans à compter de la date de prise d'effet de la ligne de crédit du commanditaire (sous réserve du devancement de la période advenant certains événements précis). TerraForm Power peut seulement employer la ligne de crédit du commanditaire pour financer une partie ou la totalité de certaines acquisitions financées ou de dépenses en immobilisations liées à la croissance. La ligne de crédit du commanditaire sera en vigueur jusqu'au 16 octobre 2022 inclusivement et toutes les obligations y afférentes devront être acquittées d'ici la même date. Les emprunts contractés aux termes de la ligne de crédit du commanditaire portent intérêt à un taux annuel correspondant au

TIOL déterminé en fonction du coût de financement des dépôts en dollars américains pour la période d'intérêt applicable à l'emprunt, ajusté en fonction de certains coûts additionnels, dans chaque cas majoré de 3 % par année. Outre les intérêts à payer sur l'encours du capital aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, Énergie Brookfield est tenue de payer une commission de non-utilisation de 0,5 % par année à l'égard des montants inutilisés aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, payable trimestriellement à terme échu.

TerraForm Power est autorisée à réduire volontairement les montants inutilisés et à rembourser à tout moment, sans prime ni pénalité, les emprunts en cours aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, à l'exception des coûts de rupture habituels. Dans certains cas, TerraForm Power pourrait être tenue d'effectuer le remboursement anticipé du solde des emprunts aux termes de la ligne de crédit du commanditaire.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, TerraForm Power a effectué deux emprunts totalisant 86 millions \$ sur la ligne de crédit du commanditaire pour financer une tranche du prix de l'acquisition de Saeta et a remboursé intégralement ces montants. Au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, aucun solde n'était à rembourser aux termes de la ligne de crédit du commanditaire.

La convention d'octroi de ligne de crédit du commanditaire été résiliée après l'acquisition de TerraForm Power

#### *Convention relative aux relations de TERP*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu avec Brookfield Asset Management une convention relative aux relations, désignée comme la « convention relative aux relations de TERP », qui régissait certains aspects de la relation entre Brookfield Asset Management et TerraForm Power. En vertu de la convention relative aux relations de TERP, Brookfield Asset Management convenait que TerraForm Power lui servira, ainsi qu'à ses sociétés affiliées, de principal véhicule pour la détention d'actifs solaires et éoliens en exploitation en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest, et qu'elle accordera à TerraForm Power, sous réserve de certaines conditions, le droit de première offre à l'égard de certains de ces actifs solaires et éoliens en exploitation situés dans ces régions et développés par des personnes qu'elle commandite ou qui sont sous son contrôle. Les droits de TerraForm Power en vertu de la convention relative aux relations de TERP sont assujettis à certaines exceptions et à certains droits de consentement définis dans cette dernière.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018, TerraForm Power n'a acquis aucune installation d'énergie renouvelable auprès de Brookfield Asset Management dans le cadre de la convention relative aux relations de TERP. La convention relative aux relations de TERP été résiliée au moment de la conclusion de l'acquisition de TerraForm Power.

#### *Convention de droits d'inscription de TERP*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu une convention relative aux droits d'inscription, désignée comme la « convention relative aux droits d'inscription de TERP », avec Orion Holdings. La convention relative aux droits d'inscription de TERP régissait les droits et obligations de TerraForm Power, d'une part, et de Brookfield Asset Management et ses sociétés affiliées, d'une autre part, à l'égard de l'inscription pour la revente d'une tranche ou de toutes les actions ordinaires de TERP détenues par Brookfield Asset Management ou une de ses sociétés affiliées qui sont parties à la convention relative aux droits d'inscription de TERP.

Le 11 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo et TerraForm Power ont signé une convention connexe en vertu de laquelle NA HoldCo est devenue partie à la convention relative aux droits d'inscription de TERP. Le 29 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo, BBHC Orion et TerraForm Power ont signé une deuxième convention connexe en vertu de laquelle BBHC Orion est devenue partie à la convention relative aux droits d'inscription de TERP.

La convention relative aux droits d'inscription de TERP été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power.

### *Nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power et BRE Delaware, Inc. ont conclu une convention de société à responsabilité limitée modifiée et mise à jour de TerraForm Power, LLC, désignée comme la nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra. La nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra rajuste notamment les seuils applicables aux droits aux distributions incitatives de TerraForm Power, LLC, établissant un premier seuil de distribution de 0,93 \$ par action ordinaire de TERP et un deuxième seuil de distribution de 1,05 \$ par action ordinaire de TERP. En vertu de la nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra, les montants provenant de TerraForm Power, LLC devaient faire l'objet d'une distribution trimestrielle, comme suit :

- Premièrement à TerraForm Power selon un montant représentant ses dépenses et autres charges engagées pour le trimestre concerné
- Deuxièmement aux porteurs de parts de catégorie A de TerraForm Power, LLC, désignées comme les parts de catégorie A, jusqu'à ce qu'un montant ait été distribué à ces derniers qui, en tenant compte de tous les impôts payables par TerraForm Power à l'égard du bénéfice imposable attribuable à cette distribution, donnerait lieu à une distribution de 0,93 \$ par action aux porteurs d'actions ordinaires de TERP (sous réserve d'un ajustement pour les distributions, combinaisons ou fractionnements d'actions ordinaires de TERP) si pareil montant était versé à tous les porteurs d'actions ordinaires de TERP
- Troisièmement, 15 % aux détenteurs des droits aux distributions incitatives et 85 % aux porteurs d'unités de catégorie A jusqu'à ce qu'un montant supplémentaire ait été distribué à ces derniers au cours de ce trimestre qui, en tenant compte de tous les impôts payables par TerraForm Power à l'égard du bénéfice imposable attribuable à cette distribution, donnerait lieu à une distribution supplémentaire de 0,12 \$ par action aux porteurs d'actions ordinaires de TERP (sous réserve d'un ajustement pour les distributions, combinaisons ou fractionnements d'actions ordinaires de TERP) si pareil montant était versé à tous les porteurs d'actions ordinaires de TERP
- Par la suite, 75 % aux porteurs d'unités de catégorie A au prorata et 25 % aux détenteurs des droits aux distributions incitatives au prorata

TerraForm Power n'a effectué aucun paiement lié aux droits aux distributions incitatives au cours des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017.

La nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra a été modifiée au moment de l'acquisition de TERP afin de supprimer les obligations de TerraForm Power, LLC d'effectuer des paiements liés aux droits aux distributions incitatives.

### *Facilités de crédit et fonds en dépôt*

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, le taux d'intérêt applicable aux montants empruntés correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 1,8 %. Au 31 décembre 2020, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée consentie par Brookfield Asset Management. En décembre 2020, Brookfield Asset Management a également placé en dépôt un montant de 325 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield (montant de 600 millions \$ en 2019 qui a depuis été remboursé en totalité avant le 31 décembre 2019, y compris l'intérêt couru). La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a totalisé moins de 1 million \$ (6 millions \$ en 2019).

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

### Autres conventions

En 2011, au moment de la constitution d'Énergie Brookfield, Brookfield a transféré certains projets de développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, tout en ayant droit à une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets.

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

(EN MILLIONS)	<b>2020</b>	2019	2018
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	<b>286 \$</b>	558 \$	534 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	—	1	7
	<b>286 \$</b>	559 \$	541 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie .....	— \$	(22) \$	(20) \$
Services de commercialisation d'énergie et autres.....	<b>(4)</b>	(20)	(24)
Services d'assurance <sup>1</sup> .....	<b>(24)</b>	(23)	(25)
	<b>(28) \$</b>	(65) \$	(69) \$
<b>Charge d'intérêts</b>			
Emprunts .....	<b>(2) \$</b>	(7) \$	(13) \$
Désactualisation du solde des contrats .....	<b>(13)</b>	(8)	—
	<b>(15) \$</b>	(15) \$	(13) \$
<b>Coûts de service de gestion .....</b>	<b>(235) \$</b>	(135) \$	(94) \$

<sup>1)</sup> Des honoraires liés aux services d'assurance ont été versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle agissait comme courtier entre des assureurs externes et Énergie Brookfield. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont établis à néant (1 million \$ en 2019 et moins de 1 million \$ en 2018). À compter de 2020, les honoraires liés aux services d'assurance sont versés directement aux assureurs externes.

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

(EN MILLIONS)	Partie liée	2020	2019
<b>Créances clients et autres actifs courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	46 \$	51 \$
<b>Montants à recevoir de parties liées</b>			
Montants à recevoir	Brookfield .....	36	48
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	20	12
		<b>56 \$</b>	60 \$
<b>Autres actifs non courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	409 \$	422 \$
<b>Montants à payer à des parties liées</b>			
Montants à payer	Brookfield .....	455 \$	93 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	21	10
Distributions à payer sur les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité	Brookfield .....	30	36
		<b>506 \$</b>	139 \$
<b>Autres passifs non courants</b>			
Montants à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	11 \$	7 \$
Passif sur contrat	Brookfield .....	602	562
		<b>613 \$</b>	569 \$

### Actifs courants

Les montants à recevoir de Brookfield ne portent pas intérêt, ne sont pas assortis d'une sûreté et sont payables à vue.

### Passifs courants

Les montants à payer à Brookfield ne sont pas assortis d'une sûreté, sont payables à vue et se rapportent à des transactions récurrentes.

## 31. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

La variation nette des soldes du fonds de roulement pour les exercices clos les 31 décembre présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2019	2018
Créances clients et autres actifs courants .....	(2) \$	(66) \$	(122) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	(91)	17	(18)
Autres actifs et passifs.....	(62)	(4)	46
	<b>(155) \$</b>	<b>(53) \$</b>	<b>(94) \$</b>

## 32. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

Les tableaux suivants présentent les informations financières résumées consolidées relatives à Énergie Brookfield, Actions privilégiées ERB et Finco :

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Entités de soutien au crédit des filiales <sup>2</sup>	Autres filiales <sup>1, 3</sup>	Ajustements de consolidation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
<b>Au 31 décembre 2020 :</b>							
Actifs courants .....	44 \$	416 \$	2 173 \$	568 \$	1 770 \$	(3 229) \$	1 742 \$
Actifs non courants .....	4 879	256	6	31 329	47 886	(36 376)	47 980
Passifs courants.....	39	7	39	6 535	2 391	(6 135)	2 876
Passifs non courants .....	—	—	2 132	214	22 736	(3)	25 079
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	—	—	—	—	11 100	—	11 100
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield.....	—	—	—	2 721	—	—	2 721
Actions de catégorie A de BEPC .....	—	—	—	—	2 408	—	2 408
Actions privilégiées .....	—	609	—	—	—	—	609
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	1 028	—	—	1 039	—	(1 039)	1 028
<b>Au 31 décembre 2019 :</b>							
Actifs courants.....	32 \$	408 \$	1 832 \$	133 \$	3 776 \$	(4 161) \$	2 020 \$
Actifs non courants.....	5 428	251	2	25 068	44 459	(31 032)	44 176
Passifs courants.....	40	7	24	3 918	2 597	(4 163)	2 423
Passifs non courants.....	—	—	1 801	300	21 851	(659)	23 293
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	—	—	—	—	11 086	—	11 086
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield.....	—	—	—	3 317	—	—	3 317
Actions privilégiées .....	—	597	—	—	—	—	597
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	833	—	—	844	—	(844)	833

<sup>1)</sup> Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

<sup>2)</sup> Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., Brookfield BRP Europe Holdings Limited, Brookfield Renewable Investments et BEP Subco Inc., collectivement les « entités de soutien au crédit des filiales ».

<sup>3)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de soutien au crédit des filiales.

<sup>4)</sup> Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Entités de soutien au crédit des filiales	Autres filiales <sup>1,2</sup>	Ajustements de consoli- dation <sup>3</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020</b>							
<b>Produits .....</b>	— \$	— \$	— \$	— \$	<b>3 810 \$</b>	— \$	<b>3 810 \$</b>
<b>Résultat net.....</b>	<b>(130)</b>	—	<b>(10)</b>	<b>(772)</b>	<b>1 173</b>	<b>(306)</b>	<b>(45)</b>
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	2 \$	3 970 \$	(1) \$	3 971 \$
Résultat net .....	10	—	(4)	(156)	1 997	(1 767)	80
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	3 798 \$	(1) \$	3 797 \$
Résultat net .....	62	7	(1)	(25)	1 485	(945)	583

<sup>1)</sup> Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

<sup>2)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de soutien au crédit des filiales.

<sup>3)</sup> Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

Se reporter à la note 15, « Emprunts », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 16, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

**BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.**

[bep.brookfield.com](http://bep.brookfield.com)

NYSE: BEP  
TSX: BEP.UN