

**Brookfield**

2021

RAPPORT  
ANNUEL

# Brookfield Renewable Partners L.P.

## Nos activités

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie propre, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille, qui regroupe une puissance totale de 21 000 MW et une production MLT annualisée d'environ 61 000 GWh, auquel s'ajoute un portefeuille de projets de développement d'environ 62 000 MW, 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 rehausser la valeur de nos actifs et faire croître les flux de trésorerie annuellement tout en cultivant des relations positives avec les parties prenantes locales. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 31 décembre 2021 :

	Réseaux hydro- graphiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT <sup>1</sup> (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
<b>Hydroélectricité</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis <sup>2</sup> .....	31	141	3 168	13 503	2 543
Canada.....	18	29	1 098	3 656	1 261
	49	170	4 266	17 159	3 804
Colombie.....	11	15	2 921	15 726	3 703
Brésil.....	27	44	946	4 924	—
	87	229	8 133	37 809	7 507
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis <sup>3</sup> .....	—	26	2 529	7 738	—
Canada.....	—	4	483	1 437	—
	—	30	3 012	9 175	—
Europe.....	—	40	970	2 187	—
Brésil.....	—	19	457	1 950	—
Asie.....	—	15	972	2 264	—
	—	104	5 411	15 576	—
Énergie solaire – Services publics <sup>4</sup> .....	—	87	2 633	5 658	—
<b>Transition énergétique</b>					
Production décentralisée <sup>5</sup> .....	—	5 572	1 447	1 912	—
Accumulation et divers <sup>6</sup> .....	2	11	3 425	—	5 220
	2	5 583	4 872	1 912	5 220
	89	6 003	21 049	60 955	12 727

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2021, 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 par batteries en Amérique du Nord (20 MW).

<sup>3)</sup> Comprend une centrale de stockage par batteries en Amérique du Nord (10 MW).

<sup>4)</sup> Comprend trois centrales d'énergie solaire (19 MW) en Asie qui ont été présentées comme étant des actifs détenus en vue de la vente.

<sup>5)</sup> Comprend neuf centrales à piles à combustible en Amérique du Nord (10 MW).

<sup>6)</sup> Comprend les centrales d'accumulation par pompage en Amérique du Nord (633 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), une centrale de cogénération en Amérique du Nord (105 MW) et deux centrales de cogénération en Europe (124 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une base **consolidée** et trimestrielle au 31 décembre 2021 :

<b>PRODUCTION (GWh)<sup>1</sup></b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>Total</b>
<b>Hydroélectricité</b>					
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.....	3 593	3 936	3 802	4 395	15 726
Brésil.....	1 215	1 228	1 241	1 240	4 924
	9 443	10 146	8 441	9 779	37 809
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	2 032	2 116	1 641	1 949	7 738
Canada.....	400	345	273	419	1 437
	2 432	2 461	1 914	2 368	9 175
Europe .....	662	480	423	622	2 187
Brésil.....	371	494	606	479	1 950
Asie.....	530	595	579	560	2 264
	3 995	4 030	3 522	4 029	15 576
<b>Énergie solaire – Services publics<sup>2..</sup></b>	1 222	1 585	1 670	1 181	5 658
<b>Transition énergétique.....</b>	379	586	574	373	1 912
<b>Total .....</b>	<b>15 039</b>	<b>16 347</b>	<b>14 207</b>	<b>15 362</b>	<b>60 955</b>

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2021, 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 étant des 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 2021 :

<b>PRODUCTION (GWh)<sup>1</sup></b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>Total</b>
<b>Hydroélectricité</b>					
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 .....	865	948	916	1 058	3 787
Brésil.....	988	998	1 009	1 009	4 004
	5 086	5 526	4 368	4 979	19 959
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	835	822	647	813	3 117
Canada .....	373	326	260	392	1 351
	1 208	1 148	907	1 205	4 468
Europe .....	277	210	173	251	911
Brésil.....	126	168	210	165	669
Asie.....	130	148	143	138	559
	1 741	1 674	1 433	1 759	6 607
Énergie solaire – Services publics <sup>2</sup> ..	419	657	690	387	2 153
Transition énergétique .....	169	265	260	167	861
<b>Total .....</b>	<b>7 415</b>	<b>8 122</b>	<b>6 751</b>	<b>7 292</b>	<b>29 580</b>

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2021, 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 étant des 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 ». Nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS dans le présent rapport annuel. 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 un autre excellent exercice en 2021. En effet, nos fonds provenant des activités par part ayant atteint des records, notre croissance annuelle à deux chiffres se poursuit depuis plus de dix ans. Nous avons convenu de déployer des capitaux conformément à nos objectifs, assurant ainsi notre expansion dans les principaux marchés où nous exerçons nos activités, et nous avons connu une année exceptionnelle sur le plan du développement. Nous avons une capacité de production de plus de 15 000 mégawatts découlant des projets en construction ou des projets de développement à un stade avancé, et notre portefeuille de projets de développement à l'échelle mondiale totalise près de 62 000 mégawatts. Nous continuons d'afficher un bilan solide et avons conclu des financements de plus de 13 milliards \$, ce qui nous a permis de dégager un produit de 1,5 milliard \$ tiré de financements additionnels, de renforcer nos liquidités, d'améliorer notre modèle d'affaires autofinancé et de réduire notre exposition à l'augmentation des taux d'intérêt ou aux échéances à très court terme.

D'un point de vue prospectif, la décarbonation constitue un objectif fermement établi de l'économie mondiale. Figurant parmi les chefs de file de la production d'énergie propre à l'échelle mondiale et disposant de capacités d'exploitation étendues et de l'envergure nécessaire, nous sommes particulièrement bien placés pour tirer profit des possibilités d'investissement en décarbonation les plus intéressantes à l'échelle mondiale.

À l'aube de 2022, nous figurons toujours parmi les principaux propriétaires, exploitants et constructeurs en matière d'énergie propre au monde, affichant les meilleures perspectives de croissance qui soient dans notre catégorie et des flux de trésorerie assortis de clauses d'indexation sur l'inflation s'appuyant sur des durées contractuelles moyennes pondérées supérieures à dix ans.

Compte tenu de notre excellent rendement financier et opérationnel, de nos liquidités robustes et de nos perspectives positives à l'égard de l'entreprise, nous sommes heureux d'annoncer une hausse de 5 % de notre distribution, ce qui porte la distribution annualisée à 1,28 \$ par part. Énergie Brookfield enregistre ainsi une croissance annuelle de sa distribution d'au moins 5 % pour la onzième année d'affilée depuis sa création en 2011.

Voici les faits saillants de l'exercice :

- Nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 934 millions \$, ou 1,45 \$ par part, soit une augmentation de 10 % par rapport à 2020 ou de 17 % sur une base normalisée. Cette augmentation est attribuable à la stabilité de nos flux de trésorerie contractuels de première qualité assortis de clauses d'indexation sur l'inflation, à la croissance interne et aux initiatives commerciales ainsi qu'à l'apport des acquisitions.
- Nous avons poursuivi l'avancement des principales priorités d'affaires en obtenant des contrats visant à fournir 11 000 gigawattheures d'énergie propre par année, y compris 6 000 gigawattheures à des acheteurs institutionnels, et mis en œuvre des mesures de réduction des coûts d'environ 20 millions \$.
- Nous avons mis en service une puissance additionnelle avoisinant 1 000 mégawatts et fait progresser la construction et le développement à un stade avancé de centrales totalisant plus de 15 000 mégawatts.
- Nous avons convenu d'investir des capitaux d'environ 4,3 milliards \$ (montant net d'environ 1,1 milliard \$ pour Énergie Brookfield) dans diverses transactions dans tous les principaux marchés et technologies où nous exerçons nos activités. Nous avons poursuivi la diversification de nos activités grâce à notre premier investissement dans l'énergie éolienne en mer et avons agrandi nos portefeuilles d'installations hydroélectriques et de stockage par batteries.
- Nous avons maintenu un solide bilan de qualité supérieure et clôturé l'exercice avec des liquidités disponibles de plus de 4 milliards \$ ainsi que l'accès à d'importants fonds souverains et capitaux institutionnels avec lesquels nous pouvons investir, ce qui procure une souplesse accrue pour assurer notre croissance.

## Notre hydroélectricité, toujours d'actualité

Nous sommes toujours convaincus que la production d'hydroélectricité constitue la principale technologie d'énergie renouvelable en raison de sa disponibilité pérenne et sur commande. Alors que les secteurs d'énergie éolienne et d'énergie solaire sont incontestablement en forte croissance, les avantages de l'hydroélectricité sont de plus en plus évidents dans le marché actuel. Comme la demande en électricité verte ne cesse de croître en raison de la décarbonation, notre portefeuille hydroélectrique d'envergure nous permettra invariablement de nous démarquer nettement de nos concurrents et d'être le partenaire de choix des gouvernements et des entreprises afin de les aider à atteindre leurs objectifs de réduction des émissions de carbone. De plus, les avantages tirés de la disponibilité sur commande de l'hydroélectricité ou de la capacité d'accumulation inhérente à celle-ci gagnent en valeur étant donné l'ajout au réseau d'une plus grande production intermittente provenant d'énergies renouvelables. Dernièrement, nous avons mis en œuvre certaines mesures qui font ressortir le caractère unique et de grande valeur de nos centrales hydroélectriques.

En décembre, nous avons conclu avec Hydro-Québec une convention d'achat d'électricité d'une durée de 40 ans visant nos centrales sur la rivière du Lièvre, au Canada, d'une puissance de 265 mégawatts. Cette convention permet d'obtenir un prix intéressant par rapport aux prix obtenus par le passé par ces centrales, ce qui nous permettra de tirer des produits additionnels de 20 millions \$ par année. Plus important encore, compte tenu de la durée de la convention et de la qualité de la contrepartie, nous avons mobilisé concurremment à cette convention un emprunt additionnel de première qualité sur 40 ans s'élevant à 1,0 milliard \$ CA à des taux fixes très intéressants. Nous réinvestirons ces capitaux dans la croissance, et une fois nos objectifs de rendement atteints, nous devrions générer des fonds provenant des activités nets annuels de plus de 100 millions \$ pour notre entreprise. Autrement dit, la renégociation d'une convention visant un seul actif hydroélectrique et l'obtention d'un financement additionnel nous permettront de financer la majorité de nos initiatives ciblées d'affectation de capitaux propres en 2022 à des taux exceptionnellement avantageux. Grâce à la renégociation au cours des cinq prochaines années de contrats visant la production de plus de 5 500 gigawattheures et au contexte de prix de plus en plus avantageux, nous disposons d'une capacité importante à l'échelle de notre portefeuille hydroélectrique pour négocier des conventions similaires qui devraient se traduire par un apport supplémentaire aux fonds provenant des activités et une source de financement très relative pour notre croissance.

Au quatrième trimestre, nous avons aussi conclu un financement additionnel de qualité supérieure à l'égard de nos activités d'accumulation hydroélectrique par pompage au Royaume-Uni. Ce financement additionnel survient après une période prolongée de rendement record attribuable à l'accroissement de la valeur des services auxiliaires essentiels pour stabiliser le réseau, y compris de la capacité d'appoint vendue au réseau d'électricité de plus en plus vert et intermittent. À l'aide du produit tiré du financement, nous avons récupéré à l'heure actuelle plus de 100 % des capitaux investis dans l'entreprise en 2017.

Enfin, nous misons sur notre portefeuille hydroélectrique pour offrir en continu de l'électricité verte à nos clients. Au cours du trimestre, nous avons conclu une convention d'achat d'électricité d'une durée de 15 ans avec un important fabricant, ainsi qu'un contrat d'approvisionnement au détail afin de répondre à sa consommation d'électricité dans le nord-ouest des États-Unis. Ce contrat est unique en son genre sur le marché et représente une solution d'approvisionnement qui se démarque des autres solutions et que nous avons adaptée spécialement aux besoins de notre client. Conformément à la convention d'achat d'électricité, les installations du client seront desservies par un projet d'énergie solaire d'une puissance de 110 mégawatts que nous construirons dans l'État de Washington et, faute de soleil, les besoins en électricité du client seront alors comblés par nos actifs hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Nous continuons à voir des occasions prometteuses de croissance pour la production d'hydroélectricité, tout particulièrement pour des exploitants d'envergure et chevronnés comme nous. Dernièrement, notre entreprise en Colombie a fait l'acquisition de l'un des plus importants portefeuilles de production privés en Colombie, regroupant sept centrales hydroélectriques au fil de l'eau récentes d'une puissance totale de près de 150 mégawatts, pour une contrepartie d'environ 425 millions \$. Il s'agit de la plus importante acquisition réalisée par notre entreprise en Colombie depuis notre investissement initial en 2016, et nous croyons qu'elle sera parfaitement complémentaire à nos activités actuelles, tout en offrant un effet de synergie.

## Le point sur les initiatives de croissance

Depuis notre dernière mise à jour, nous avons conclu une entente d'investissement de capitaux de 2 milliards \$ (montant net d'environ 500 millions \$ pour Énergie Brookfield) dans diverses transactions visant des rendements de 12 % à 15 %.

En Amérique du Nord, nous avons fait l'acquisition d'Urban Grid, promoteur de projets d'énergie solaire commerciaux de premier plan aux États-Unis, comptant un portefeuille de projets de développement d'une puissance de 20 000 mégawatts et détenant une position importante dans le marché de PJM de grande valeur. Son portefeuille comprend des projets d'énergie solaire en construction ou prêts à construire d'une puissance de 2 000 mégawatts ainsi que des possibilités visant des projets en construction sans risque rendus à un stade avancé d'une puissance de 4 000 mégawatts. Nous avons l'intention de réaliser ces projets au cours des six prochaines années grâce à des contrats conclus avec des sociétés et en tirerons des avantages supplémentaires étant donné l'ampleur du reste du portefeuille de nouveaux projets. Le prix de cette acquisition s'élève à 650 millions \$ (montant net d'environ 160 millions \$ pour Énergie Brookfield), et nous avons la possibilité d'investir des centaines de millions de dollars de plus pour favoriser une plus grande croissance dans l'avenir. En Europe, nous avons fait l'acquisition, pour une contrepartie d'environ 80 millions \$ (montant net d'environ 20 millions \$ pour Énergie Brookfield), d'un promoteur allemand de projets d'énergie solaire commerciaux dont le portefeuille de nouveaux projets atteint une puissance de 1 700 mégawatts. Nous prévoyons accroître la puissance d'énergie renouvelable de ce nouveau portefeuille d'au moins 800 mégawatts au cours des six prochaines années. Ces transactions nous permettent de mettre en œuvre des projets de développement à un stade avancé dans les principaux marchés pour répondre à la forte demande des entreprises en matière d'énergie verte et de tirer parti des synergies avec nos activités existantes.

Au Royaume-Uni, nous avons conclu une entente avec l'un des principaux fournisseurs de solutions de stockage d'énergie par batteries afin de financer et d'acquérir des projets de stockage d'énergie par batteries d'une puissance avoisinant les 800 mégawatts ainsi que des projets d'énergie solaire regroupés au même endroit de près de 200 mégawatts au cours des cinq prochaines années. L'exposition importante et en croissance aux énergies renouvelables intermittentes et le démantèlement des centrales thermiques au Royaume-Uni y ont créé une grande demande de stockage d'énergie; First Hydro nous y assure une grande visibilité à cet égard. Nous prévoyons que la construction des projets nécessitera des capitaux d'environ 260 millions \$ (montant net d'environ 65 millions \$ pour Énergie Brookfield). Nous pourrions ainsi élargir notre portefeuille mondial de stockage d'énergie d'une puissance de 3 400 mégawatts et nous positionner en tant que chef de file sur le marché britannique, où les capacités sont limitées.

Nous continuons de réaliser nos plans de croissance en matière de production décentralisée au cours du quatrième trimestre. Avec nos capacités de pointe en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie, nous sommes particulièrement bien placés en tant que fournisseur mondial de solutions liées à la production d'énergie propre sur place. Nos actifs en exploitation liés à la production décentralisée sont passés à une puissance de plus de 1 400 mégawatts et notre portefeuille de projets de développement a atteint une puissance de 6 400 mégawatts. Au cours du trimestre, nous avons élargi notre portefeuille de production décentralisée avec l'acquisition d'actifs en exploitation et en développement d'une puissance de 780 mégawatts en Europe et en Amérique du Sud et nous avons également conclu une entente stratégique avec Shoals Technologies Group, fournisseur important de solutions de stockage, d'énergie solaire et de mobilité électrique, en vue de saisir les possibilités qu'offrent la production décentralisée d'énergie renouvelable et les solutions de recharge des véhicules électriques aux États-Unis.

En Asie, nous avons conclu l'acquisition d'un portefeuille éolien d'une puissance de plus de 300 mégawatts, notamment avec une participation dans le China Renewable Energy Fund d'Apple, ce qui accroît notre présence dans la région et nous permet de tirer profit des synergies avec nos activités existantes.

Finalement, nous avons réalisé un niveau record de développement au cours de l'exercice 2021. Nous avons mis en service une puissance additionnelle d'environ 1 000 mégawatts et avons terminé l'exercice avec des projets en construction et des projets à un stade avancé totalisant près de 15 000 mégawatts. Ces projets variés comprennent notamment des centrales de production décentralisée et commerciale d'énergie solaire, d'énergie éolienne, d'énergie hydroélectrique, d'accumulation et d'hydrogène écologique dans plus de 14 pays. Au total, nous prévoyons qu'une fois réalisés, ces projets généreront des fonds provenant des activités annuels de près de 180 millions \$ pour notre société.

## Résultats d'exploitation

En 2021, nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 934 millions \$, ou de 1,45 \$ par part, une augmentation de 10 % par rapport à 2020 ou de 17 % sur une base normalisée, la société ayant bénéficié des acquisitions récentes, de la grande disponibilité des actifs sous-jacents et de la réalisation des initiatives de croissance interne.

Au cours de l'exercice, les fonds provenant des activités dégagés par notre secteur hydroélectricité se sont établis à 639 millions \$. Le portefeuille continue de présenter des flux de trésorerie solides étant donné la diversification accrue des actifs, le contexte de prix vigoureux et les bons résultats découlant de nos récentes initiatives de renégociation de contrats même si la production se trouvait inférieure à la moyenne à long terme.

Ensemble, nos secteurs énergie éolienne et énergie solaire ont dégagé des fonds provenant des activités totalisant 581 millions \$, une hausse de 55 % 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 770 mégawatts pendant l'exercice.

Les fonds provenant des activités de notre secteur transition énergétique se sont élevés à 162 millions \$. Les produits tirés de nos actifs d'accumulation par pompage et de notre portefeuille de production décentralisée continuent d'afficher une forte croissance à mesure que la production d'électricité à l'échelle mondiale est décarbonée. Au cours des trois derniers exercices, les produits de notre portefeuille de production décentralisée ont augmenté d'environ 40 % par année, stimulés par les acquisitions et les partenariats stratégiques que nous avons conclus.

## État de la situation financière et liquidités

Notre situation financière demeure robuste, le total de nos liquidités disponibles ayant atteint environ 4,1 milliards \$ à la clôture de l'exercice, et notre modèle d'affaires est autofinancé. Au cours de l'exercice, nous avons eu recours à d'importantes mesures de financement et de mobilisation de capitaux visant à maintenir un accès fiable aux capitaux et à un échéancier prudent de la dette, et nous avons maintenu un état de la situation financière de qualité supérieure comportant un faible risque.

Nous avons continué à tirer profit du contexte de faibles taux d'intérêt au cours de l'exercice 2021. Nous avons réalisé des financements de première qualité totalisant 13 milliards \$, y compris des financements additionnels de 1,5 milliard \$, montant net pour Énergie Brookfield, garantissant une durée moyenne de la dette pondérée de treize ans, sans échéance importante au cours des trois prochaines années. Grâce à ces activités de financement, notre société est bien protégée contre l'éventualité d'une hausse des taux d'intérêt. Nous sommes peu exposés aux échéances à très court terme et aux taux d'intérêt variables à l'échelle de la société.

Nous continuons également à tirer profit du levier important que constituent les occasions de recyclage des capitaux pour créer de la valeur et financer la croissance. Au cours de l'exercice, nous avons conclu des ententes visant la vente de plus de 1 600 mégawatts, ce qui a généré un produit de 1,5 milliard \$ (montant net de 540 millions \$ pour Énergie Brookfield), y compris une entente conclue au quatrième trimestre pour la vente d'un portefeuille d'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance de 625 mégawatts au Mexique à une évaluation intéressante de 400 millions \$ (montant net d'environ 50 millions \$ pour Énergie Brookfield).

## Perspectives

Notre objectif à long terme demeure entier : dégager un rendement à long terme total de 12 % à 15 % par part. Nous y arriverons en nous appuyant sur une mise en œuvre prudente de notre stratégie de répartition des capitaux et sur nos compétences en matière d'exploitation afin d'accroître la valeur et de réduire les risques de notre entreprise, tout en maintenant un état de la situation financière de qualité supérieure.

Au nom de nos employés et de nos administrateurs, nous tenons à remercier sincèrement nos investisseurs et nos nombreux partenaires d'affaires pour leur contribution à notre succès. Nous vous remercions de votre soutien constant. Nous avons déjà hâte de vous faire part de nos progrès en 2022.

Cordialement, le chef de la direction,



Connor Teskey  
Le 4 février 2022

## Notes

- <sup>1)</sup> Toutes les occurrences des termes capital ou capitaux se rapportent à la trésorerie affectée par Brookfield, compte non tenu du financement de la dette.
- <sup>2)</sup> Les liquidités disponibles de 4,1 milliards \$ figurent à la « Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement » du rapport de gestion figurant dans le rapport annuel de 2021.
- <sup>3)</sup> L'apport de 100 millions \$ aux fonds provenant des activités attribuable au CAÉ des centrales de la rivière du Lièvre est calculé selon l'hypothèse que le produit déployé génère un rendement des fonds provenant des activités de 16 %, moins les coûts de financement.
- <sup>4)</sup> Les rendements cibles de 12 % à 15 % sont calculés comme étant le rendement annualisé du capital investi.

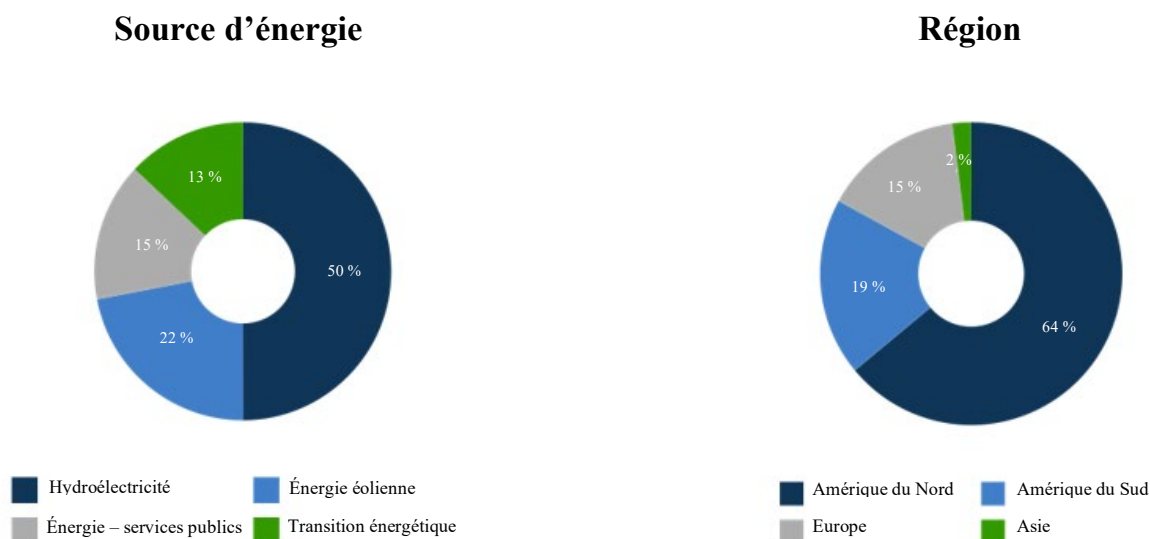
## NOS FORCES CONCURRENTIELLES

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

Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour acquérir et mettre en valeur des actifs de production d'énergie propre de grande qualité en deçà de leur valeur intrinsèque, à les financer à long terme grâce à du financement de première qualité à faible risque 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 à l'énergie propre reposant sur de multiples technologies. Ces actifs sont soutenus par environ 3 200 exploitants chevronnés. Énergie Brookfield investit directement dans des actifs, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille regroupe une puissance installée d'environ 21 000 MW largement répartie sur quatre continents, compte un portefeuille de projets de développement d'environ 62 000 MW et table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata d'approximativement 29 600 GWh.

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



<sup>1)</sup> Les chiffres sont fondés sur les produits ajustés en fonction de la production MLT pour les douze derniers mois, au prorata de la quote-part d'Énergie Brookfield.

**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 décarbonée. Nous croyons que notre entreprise est bien positionnée pour offrir des solutions 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 pour les aider à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

**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 stables et prévisibles, provenant principalement 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 90 % de notre production au prorata de 2022 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 CAÉ ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 15 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 comme étant de première qualité ou atteint les seuils de première qualité. Notre ratio d'endettement d'entreprise est de 16 %, et environ 90 % 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 13 ans, et ne comportent aucune échéance importante dans les cinq prochaines années. Environ 90 % de notre financement est à taux fixe, et seulement 5 % de notre dette en Amérique du Nord et en Europe est exposée à la variation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2021, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 4,1 milliards \$, des placements dans des titres négociables et d'une tranche disponible des facilités de crédit.

**La meilleure expertise en matière d'exploitation et de développement qui soit.** Énergie Brookfield emploie environ 3 200 exploitants chevronnés et près de 120 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, de développement et de gestion de centrales de production d'électricité s'étend sur plus de 100 ans et comporte des capacités complètes en matière d'exploitation, de développement et de 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 la quasi-totalité de 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 62 000 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.

**Stratégie d'investissement rigoureuse et 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 9 400 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, le développement et l'acquisition d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield ainsi que de conventions stratégiques relatives aux relations avec des acheteurs institutionnels, et pourrions continuer de le faire.

**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 propre, 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 61 térawattheures, empêche l'émission d'environ 29 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 propre 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 la santé, la sécurité et 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 activités afin d'intégrer leurs intérêts, leur sécurité et leur bien-être dans notre processus de prise de 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 et à aller au-delà de la simple conformité. En outre, nous renforçons nos pratiques afin que notre stratégie ESG et nos principes soient intégrés au sein de la planification stratégique de chaque entreprise et rédigeons régulièrement un rapport sur nos pratiques 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, notre rapport sur nos pratiques ESG est accessible 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	Chercher à réduire au minimum l'incidence environnementale de nos activités et améliorer notre utilisation efficace des ressources au fil du temps. Soutenir l'objectif d'atteindre la cible de zéro émission nette de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050 au plus tard.
Veiller au bien-être et à la sécurité des employés	Favoriser un milieu de travail positif fondé sur le respect des droits de la personne, valorisant la diversité et ayant une politique de tolérance zéro à l'égard de la discrimination, de la violence ou du harcèlement au travail. Exercer nos activités en appliquant des pratiques exemplaires en matière de santé et sécurité afin d'atteindre l'objectif de zéro incident grave lié à la sécurité.
Maintenir de solides pratiques de gouvernance	Exercer nos activités en fonction des normes en matière d'éthique les plus rigoureuses qui soient, conformément à notre code d'éthique et de conduite professionnelle. Entretenir des relations solides avec les parties prenantes en étant transparent et en collaborant activement avec elles.
Être une entreprise socialement responsable	Veiller à ce que les intérêts, la sécurité et le bien-être des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités soient intégrés dans notre processus de prise de décisions. Soutenir nos employés dans leurs activités philanthropiques et bénévoles.

## 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 la menace la plus grave et la plus urgente qui plane sur l'économie mondiale, exposant les collectivités, les sociétés et les écosystèmes autour du globe à de sérieux risques. Notre stratégie vise à atteindre plus rapidement la cible de zéro émission nette en favorisant la croissance renouvelable, en réduisant les émissions de l'ensemble de notre portefeuille et en gérant les risques liés aux changements climatiques de nos activités. Notre stratégie comprend les aspects suivants :

1. **Fournir des solutions pour soutenir la décarbonation du monde** : L'économie mondiale est en transformation, passant de la dépendance aux énergies fossiles à une économie faible en carbone. Énergie Brookfield travaille activement pour se positionner comme un acteur important sur le plan de la décarbonation de la planète en faisant croître ses activités de production d'énergie propre.
2. **Mesurer, réduire et éviter les émissions de gaz à effet de serre (« GES »)** : Nous mesurons nos émissions de GES tout en gardant en tête la réduction de nos émissions jusqu'à la cible de zéro émission nette soit atteinte. Nous faisons également le suivi 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 77 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année, ce qui équivaut à :
  - a) 16 millions de véhicules de moins sur les routes
  - b) 26 millions de tonnes de déchets recyclés plutôt qu'enfouis
  - c) la consommation d'électricité de 14 millions de domiciles pendant un an
  - d) plus d'un milliard d'arbres plantés
  - e) près du triple des émissions produites chaque année à Londres, en Angleterre
3. **Évaluer les risques liés aux changements climatiques** : À titre de société mondiale axée sur l'énergie propre, nous sommes conscients que les changements climatiques pourraient nuire à nos actifs. Nous effectuons donc régulièrement l'évaluation de nos risques physiques et risques de transition et élaborons des plans au besoin afin d'atténuer ces risques.
4. **Soutenir le marché des titres verts** : Nous avons eu recours de façon importante au financement vert ayant à ce jour mobilisé environ 10 milliards \$ sous forme de titres verts et de facilités pour financer des activités à l'échelle de l'entreprise et des projets. S&P a accordé une note d'évaluation de E-1 Green à nos obligations vertes à l'échelle des projets, soit la plus haute note pouvant être attribuée, soulignant la gestion environnementale, l'engagement envers l'énergie renouvelable et l'utilisation des produits dans la production d'énergie renouvelable d'Énergie Brookfield.

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

Nous engager 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. Nous soutenons en outre des projets élaborés par les collectivités, les organismes sans but lucratif, le tourisme local ainsi que des programmes récréatifs et éducatifs. En 2021, 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 3 millions \$ à plus de 250 organismes de bienfaisance.

Comme propriétaire et exploitant de centrales électriques essentielles, nous accordons la priorité absolue à la gestion de la santé et de la sécurité de nos employés et de toutes les personnes qui ont accès à nos installations. Notre approche proactive va bien au-delà du simple respect des exigences réglementaires afin de protéger nos parties prenantes. Nous disposons d'un système de gestion exhaustif en matière de santé et sécurité, y compris un programme de formation que doivent suivre tous les employés et entrepreneurs. Nous avons, par ailleurs, adopté une culture fondée sur l'approche zéro

incident grave, ce qui signifie que 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 employés afin qu'elles puissent mener une carrière enrichissante au sein de notre entreprise. Chez Énergie Brookfield, 50 % des membres de la haute direction et 25 % 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.

# Rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

---

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 a été préparé en date du 28 février 2022. 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 et des 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 2021</b>	3		
<b>PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées</b>	6		
<b>PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires</b>	8		
Résumé des états consolidés de la situation financière	8		
Transactions entre parties liées	9		
Capitaux propres	12		
<b>PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata</b>	14		
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020	14		
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019	19		
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	24		
Profil des contrats	27		
<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement</b>	29	<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)</b>	
Structure du capital	29	Dépenses d'investissement	33
Liquidités disponibles	30	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	33
Emprunts	31	Actions, billets et parts en circulation	36
		Dividendes et distributions	37
		Obligations contractuelles	37
		Informations financières supplémentaires relatives aux garants	38
		Accords hors état de la situation financière	38
		<b>PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles et annuelles</b>	39
		Sommaire des résultats trimestriels historiques	40
		Résultats au prorata pour le quatrième trimestre	41
		<b>PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques</b>	45
		Gestion des risques et instruments financiers	45
		<b>PARTIE 8 – Estimations critiques et méthodes comptables</b>	58
		<b>PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement</b>	63
		<b>PARTIE 10 – Mise en garde</b>	68

## PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2021

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

	2021	2020
<b>Informations financières choisies</b>		
Produits.....	4 096 \$	3 810 \$
Perte nette attribuable aux porteurs de parts.....	(368)	(304)
Résultat net de base et dilué par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	(0,69)	(0,61)
BAlIA ajusté au prorata <sup>2</sup> .....	1 876	1 614
Fonds provenant des activités <sup>2</sup> .....	934	807
Fonds provenant des activités par part <sup>2,3</sup> .....	1,45	1,32
Distribution par part de société en commandite.....	1,22	1,16

### Information sur l'exploitation

Puissance (MW).....	21 049	18 844
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	58 913	57 457
Production réelle.....	56 629	52 782
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	29 852	27 998
Production réelle.....	27 150	26 052
Produits moyens (\$ par MWh).....	87	81

<sup>1)</sup> Le nombre moyen de parts de société en commandite pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'est établi à 274,9 millions (271,1 millions en 2020).

<sup>2)</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>3)</sup> Le nombre moyen de parts en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'est établi à 645,6 millions (609,5 millions en 2020) 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 2021	31 décembre 2020
<b>Situation de trésorerie et sources de financement</b>		
Liquidités disponibles.....	4 069 \$	3 270 \$
Ratio d'endettement – entreprise.....	8 %	6 %
Ratio d'endettement – consolidé.....	33 %	27 %
Emprunts sans recours – consolidés.....	90 %	88 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt fixe au prorata <sup>1</sup> .....	98 %	96 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette.....	13 ans	14 ans
Taux d'intérêt moyen.....	3,9 %	3,9 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette.....	13 ans	11 ans
Taux d'intérêt moyen.....	4,2 %	4,0 %

<sup>1)</sup> L'exposition totale aux taux variables est de 7 % (9 % en 2020) dont 5 % (5 % en 2020) se rapporte aux dettes à taux d'intérêt variables 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 ont augmenté, pour s'établir à 934 millions \$, ou 1,45 \$ par part, soit une augmentation de 16 % en regard de ceux de l'exercice précédent soutenue par :

- l'apport provenant de la croissance, y compris des actifs en développement d'une puissance de 952 MW ayant commencé leurs activités commerciales et des acquisitions d'un parc éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW et d'un portefeuille de production décentralisée de 360 MW aux États-Unis;
- les prix réalisés plus élevés dans la plupart des marchés, grâce à l'indexation sur l'inflation, aux initiatives commerciales de négociation de contrats et aux prix plus élevés de l'électricité à l'échelle mondiale;
- en partie contrebalancés par une production sur une base comparable défavorable.

Compte tenu de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, des profits de change et sur dérivés et d'autres éléments, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 368 millions \$, ou 0,69 \$ par part de société en commandite, par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 304 millions \$, ou 0,61 \$ par part de société en commandite pour l'exercice précédent.

Se reporter à la « Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées » du présent rapport de gestion pour des renseignements sur les comptes consolidés de résultat.

Nous continuons de nous concentrer sur le profil des contrats, ce qui nous a permis de réaliser ce qui suit :

- La conclusion de contrats visant à fournir plus de 11 000 GWh d'énergie propre par année, y compris 6 000 GWh aux acheteurs institutionnels.
- La conclusion avec Hydro-Québec d'une convention d'achat d'électricité de 40 ans assortie de clauses d'indexation sur inflation visant une centrale hydroélectrique au Canada.

## Situation de trésorerie et sources de financement

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

- Notre situation de trésorerie demeure robuste grâce à des liquidités disponibles atteignant 4,1 milliards \$ et au fait qu'aucune dette importante ne vient à échéance à très court terme.
- Nous avons tiré profit tant du contexte de faibles taux d'intérêt que de la nature à long terme de nos actifs ainsi que des liquidités obtenues de divers leviers de financement :
  - Nous avons obtenu des financements sans recours de première qualité d'environ 7,1 milliards \$ pour l'ensemble de notre portefeuille diversifié au cours de l'exercice, y compris un financement additionnel stratégique d'un montant de 1,1 milliard \$ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada concurrentiellement à la conclusion avec Hydro-Québec d'une convention d'achat d'électricité.
  - Nous avons émis deux séries de billets subordonnés perpétuels verts à taux fixe pour un produit total de 610 millions \$ au cours de l'exercice.
  - Nous avons conclu ou clôturé plusieurs mesures de recyclage de capitaux qui devraient dégager un produit de plus de 1,5 milliard \$ (produit net de 535 millions \$ pour Énergie Brookfield), notamment la vente de portefeuilles éoliens arrivés à maturité situés en Irlande et aux États-Unis, ce qui représente un rendement global équivalant à environ le double du capital investi.

## Croissance et développement

Avec nos partenaires institutionnels, nous avons convenu d'investir des capitaux de plus de 4,3 milliards \$ (montant net de 1,1 milliard \$ pour Énergie Brookfield) dans diverses transactions, entre autres :

- une entreprise de production décentralisée regroupant des actifs en exploitation d'une puissance de 360 MW sur près de 600 sites et des actifs en développement d'une puissance de plus de 700 MW pour un montant de 684 millions \$ (montant net de 171 millions \$ pour Énergie Brookfield), accroissant nos activités de production décentralisée de premier plan aux États-Unis;
- un portefeuille éolien en exploitation en Oregon d'une puissance de 845 MW, dont la production est entièrement visée par contrat, qui constitue l'un des plus importants projets éoliens terrestres en Amérique du Nord et qui représente l'une des plus importantes possibilités de rééquipement au monde que nous sommes en voie de réaliser, pour un montant de 744 millions \$ (montant net de 186 millions \$ pour Énergie Brookfield);
- par l'intermédiaire d'Isagen, un des plus importants portefeuilles de production à capital fermé en Colombie, englobant sept centrales hydroélectriques au fil de l'eau récemment construites, dont la puissance totale s'élève à approximativement 150 MW, pour un montant d'environ 425 millions \$;
- après la clôture de l'exercice, un promoteur de projets de développement commerciaux de premier plan aux États-Unis disposant d'un portefeuille de projets de développement d'une puissance de 20 000 MW pour un montant de 650 millions \$ (un montant net d'environ 160 millions \$ pour Énergie Brookfield). Par l'intermédiaire de ce nouveau portefeuille, nous prévoyons accroître la puissance d'énergie renouvelable d'au moins 6 000 MW au cours des six prochaines années grâce à des contrats conclus avec des sociétés;
- un promoteur allemand de projets d'énergie solaire commerciaux dont le portefeuille de nouveaux projets en Allemagne atteint une puissance de 1 700 MW pour une contrepartie d'environ 80 millions \$ (montant net d'environ 20 millions \$ pour Énergie Brookfield), lequel devrait accroître la puissance d'énergie renouvelable de 800 MW au cours des six prochaines années;
- une entente avec l'un des principaux fournisseurs de solutions de stockage d'énergie par batteries au Royaume-Uni afin de financer et d'acquérir des projets de stockage d'énergie par batteries d'une puissance avoisinant les 800 MW ainsi que des projets d'énergie solaire regroupés au même endroit de près de 200 MW au cours des cinq prochaines années;
- des actifs de production d'énergie décentralisée en Europe et en Amérique du Sud d'une puissance d'environ 780 MW, pour une contrepartie d'environ 45 millions \$ (montant net de 9 millions \$ pour Énergie Brookfield).

En 2021, nous avons continué de faire évoluer notre portefeuille de projets de développement :

- avec la mise en service de projets de développement d'une puissance de 952 MW, y compris d'une centrale d'énergie solaire au Brésil de 357 MW, et l'avancement de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage, d'énergie solaire photovoltaïque et de production décentralisée d'une puissance totale de 15 066 MW, notamment le projet de rééquipement d'un parc éolien en Oregon de 845 MW, lesquels devraient dégager des fonds provenant des activités annualisés s'élevant à un montant net totalisant 178 millions \$ pour Énergie Brookfield.

## 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)	2021	2020	2019
Produits.....	4 096 \$	3 810 \$	3 971 \$
Coûts d'exploitation directs .....	(1 365)	(1 274)	(1 263)
Coûts de service de gestion.....	(288)	(235)	(135)
Charge d'intérêts.....	(981)	(976)	(1 001)
Charge d'amortissement.....	(1 501)	(1 367)	(1 271)
Recouvrement (charge) d'impôt .....	(14)	147	(43)
Résultat net.....	(66)	(45)	80
	Taux de change moyen de conversion en \$ US		
\$ CA.....	1,25	1,34	1,33
€ .....	0,85	0,88	0,89
R\$.....	5,40	5,16	3,95
COP .....	3 742	3 693	3 280

### Analyse des écarts pour l'exercice considéré (2021 par rapport à 2020)

Les produits totalisant 4 096 millions \$ représentent une augmentation de 286 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 239 millions \$ et 2 455 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 88 millions \$ et une réduction de la production de 786 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 113 millions \$ étant donné que l'avantage tiré de la hausse des produits réalisés moyens par MWh, découlant principalement de l'indexation sur l'inflation, des initiatives de renégociation de contrats et des prix marchands de l'électricité plus élevés à l'échelle mondiale ainsi que des prix du marché plus élevés réalisés sur la production de nos actifs éoliens au Texas au cours de la tempête hivernale survenue au premier trimestre de 2021, dont l'apport s'est élevé à 52 millions \$, a été contrebalancé en partie par une diminution de la production attribuable principalement à nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord et au Brésil.

La dévaluation du dollar américain par rapport à sa valeur à la période correspondante de l'exercice précédent, surtout relativement au dollar canadien et à l'euro, a entraîné une augmentation des produits d'environ 22 millions \$ qui a été partiellement contrebalancée par l'effet de change défavorable de 11 millions \$ sur les charges d'exploitation et d'intérêts.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 285 millions \$, compte non tenu de l'incidence de la tempête hivernale survenue au Texas, représentent une augmentation de 11 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et des ventes d'actifs réalisées dernièrement a été plus que contrebalancé par les coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales et l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée ci-dessus.

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

Les coûts de service de gestion totalisant 288 millions \$ représentent une augmentation de 53 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts, s'élevant à 981 millions \$, représente une augmentation de 5 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités et de l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée auparavant, lesquelles ont été contrebalancées en partie par l'avantage tiré des récentes activités de refinancement qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 501 millions \$, ce qui représente une hausse de 134 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, entraînée par la croissance de nos activités et l'incidence des mouvements des cours de change.

La charge d'impôt de 14 millions \$ représente une augmentation de 161 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent découlant de la nouvelle législation fiscale adoptée au cours de la période qui a eu une incidence sur la charge d'impôt différé de nos activités en Colombie.

La perte nette de 66 millions \$ représente une augmentation de 21 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison des éléments susmentionnés.

### **Analyse des écarts pour l'exercice précédent (2020 par rapport à 2019)**

Les produits se sont élevés à 3 810 millions \$, ce qui représente une diminution de 161 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La croissance provenant des centrales acquises s'est traduite 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. 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, ce qui a été en partie contrebalancé 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.

Le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur à la période correspondante de l'exercice précédent, surtout relativement 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 \$ représentent une augmentation de 11 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et des mouvements des cours de change mentionnés auparavant, 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 \$ représentent une augmentation de 100 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts s'élevant à 976 millions \$ représente une diminution de 25 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante 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 auparavant.

La perte nette s'est élevée à 45 millions \$, une diminution de 125 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, en raison des éléments susmentionnés.

## PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

### RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

(EN MILLIONS)	2021	2020
Actifs détenus en vue de la vente.....	58 \$	57 \$
Actifs courants.....	2 861	1 742
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	1 107	971
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	49 432	44 590
Total de l'actif.....	55 867	49 722
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente.....	6	14
Emprunts de la société mère.....	2 149	2 135
Emprunts sans recours.....	19 380	15 947
Passifs d'impôt différé.....	6 215	5 515
Total du passif et des capitaux propres.....	55 867	49 722
	Taux de change de conversion en \$ US	
\$ CA.....	1,26	1,27
€.....	0,88	0,82
R\$.....	5,58	5,20
COP.....	3 981	3 432

#### Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 49,4 milliards \$ au 31 décembre 2021, contre 44,6 milliards \$ au 31 décembre 2020. L'augmentation de 4,8 milliards \$ est principalement attribuable à une réévaluation annuelle de 4,5 milliards \$, laquelle tient compte de l'avantage tiré des prix plus élevés de l'électricité dans la plupart des marchés et de l'accroissement attendu de la demande pour les énergies renouvelables. Nos acquisitions au cours de l'exercice, y compris un portefeuille éolien d'une puissance de 845 MW, une plateforme de production décentralisée regroupant des actifs en exploitation et en construction de 360 MW et des actifs en développement d'une puissance de plus de 700 MW aux États-Unis, ainsi que nos investissements continus dans le développement d'actifs de production d'électricité et nos dépenses d'investissement de maintien sont tous des facteurs ayant mené à une augmentation de 4,6 milliards \$ des immobilisations corporelles. L'augmentation a été contrebalancée en partie par la vente d'un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 391 MW, d'un portefeuille éolien d'actifs en exploitation et de projets de développement en Irlande d'une puissance de 656 MW et d'un portefeuille éolien de projets de développement en Écosse d'une puissance de 271 MW, ce qui a entraîné une diminution de 1,3 milliard \$ des immobilisations corporelles et une charge d'amortissement de 1,5 milliard \$ associée aux immobilisations corporelles pour l'exercice. La dévaluation du réal et du peso colombien par rapport au dollar américain a entraîné également une diminution nette des immobilisations corporelles de 1,5 milliard \$.

Pour des renseignements sur les hypothèses de réévaluation utilisées et sur l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 12, « 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 CAÉ 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 tout en ayant 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 aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres 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 concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces mêmes entités. Énergie Brookfield inclut donc les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield participe, avec des investisseurs institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV, au Brookfield Global Transition Fund 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 soutenus 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.

De temps à autre, Brookfield Reinsurance Partners L.P., entreprise associée de Brookfield, peut, de concert avec ses entreprises associées, participer à des financements contractés par Énergie Brookfield, notamment de concert avec d'autres participants du marché. Ces financements sont sans recours envers Énergie Brookfield et sont comptabilisés dans les emprunts sans recours aux états consolidés de la situation financière.

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 2022, le taux d'intérêt applicable aux montants empruntés correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 1,8 %. Au 31 décembre 2021, 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 n'a déposé aucun montant en décembre 2021 (325 millions \$ en 2020) auprès d'Énergie Brookfield. La charge d'intérêts sur le dépôt et les montants empruntés sur la facilité de crédit renouvelable pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établis à 2 millions \$ (1 million \$ en 2020).

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites à la note 29, « 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 2021.

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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits .....	<b>103 \$</b>	286 \$	558 \$
Convention de nivellement de la production éolienne .....	—	—	1
	<b>103 \$</b>	286 \$	559 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie .....	— \$	— \$	(22) \$
Frais de commercialisation de l'énergie et autres services .....	<b>(8)</b>	(4)	(20)
Services d'assurance <sup>1</sup> .....	<b>(26)</b>	(24)	(23)
	<b>(34) \$</b>	(28) \$	(65) \$
<b>Charge d'intérêts</b>			
Emprunts .....	<b>(2) \$</b>	(2) \$	(7) \$
Désactualisation du solde des contrats .....	<b>(21)</b>	(13)	(8)
	<b>(23) \$</b>	(15) \$	(15) \$
<b>Coûts de service de gestion .....</b>	<b>(288) \$</b>	(235) \$	(135) \$

<sup>1)</sup> Avant novembre 2021, les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés aux assureurs externes par l'intermédiaire des filiales de Brookfield Asset Management. Les honoraires versés aux filiales de Brookfield Asset Management pour l'exercice 2021 étaient de néant (néant en 2020 et moins de 1 million \$ en 2019). À partir de novembre 2021, Brookfield, par l'intermédiaire d'une filiale réglementée, a commencé à fournir une couverture d'assurance à certaines entités en Amérique du Nord offerte par des assureurs commerciaux tiers. Les primes demandées découlant de ces couvertures sont égales ou inférieures aux prix du marché. Un montant de 1 million \$ a été comptabilisé dans les comptes consolidés de résultat en 2021 par rapport aux primes relatives à la couverture de 2021 à verser à Brookfield.

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	2021	2020
<b>Actifs courants</b>			
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield.....	57 \$	46 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield.....	21	36
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	14	20
		<u>35</u>	<u>56</u>
<b>Actifs non courants</b>			
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield.....	388	409
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	142	6
Montants à recevoir de parties liées		<u>142</u>	<u>6</u>
		142	6
<b>Passifs courants</b>			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield.....	119	455
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	13	21
Distributions à verser 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.....	32	30
		<u>164</u>	<u>506</u>
<b>Emprunts sans recours</b>			
	Brookfield Reinsurance et entreprises associées.....	51	—
	Brookfield.....	30	15
		<u>81</u>	<u>15</u>
<b>Autres passifs non courants</b>			
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, Brookfield Reinsurance et entreprises associées et autres.....	34	11
Montants à payer		34	11
Passif sur contrat	Brookfield.....	635	602
		<u>669 \$</u>	<u>613 \$</u>

## **CAPITAUX PROPRES**

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

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,200 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative au 31 décembre 2021 est alors de 15 % des distributions au-delà de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite 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 80 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 (65 millions \$ en 2020).

### **Actions privilégiées**

Les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2021, aucune des actions privilégiées de catégorie A, série 5 et série 6, émises n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

En juillet 2021, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 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 2021 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

### **Billets subordonnés perpétuels**

En avril 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur de 350 millions \$ à un taux fixe de 4,625 %.

En décembre 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur de 260 millions \$ à un taux fixe de 4,875 %.

Les billets subordonnés perpétuels sont classés comme une catégorie distincte de participations ne donnant pas le contrôle dans l'état consolidé de la situation financière d'Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a contracté des intérêts de 12 millions \$ sur les billets subordonnés perpétuels au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 (néant en 2020). Les intérêts engagés sur les billets subordonnés perpétuels sont présentés à titre de distributions dans l'état consolidé des variations des capitaux propres. Au 31 décembre 2021, la valeur comptable des billets subordonnés perpétuels était de 592 millions \$, déduction faite des coûts de transaction.

### **Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées**

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2021, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 5, n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

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

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

Après la clôture de l'exercice, en janvier 2022, Énergie Brookfield a racheté toutes les parts de société en commandite privilégiées, série 5, en circulation d'une valeur de 73 millions \$ CA ou 25,25 \$ CA par part de société en commandite privilégiée, série 5.

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

Au 31 décembre 2021, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 308 051 190 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 48 % 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 52 %, est détenue par des investisseurs publics.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, Énergie Brookfield a émis 230 304 parts de société en commandite (182 966 parts de société en commandite en 2020) dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de 9 millions \$ (6 millions \$ en 2020).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 16 071 actions échangeables de BEPC (136 517 actions échangeables de BEPC en 2020) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur totale de 1 million \$ (2 millions \$ en 2020).

En décembre 2021, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite et ses actions échangeables de BEPC en circulation. Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 13 750 520 parts de société en commandite et 8 610 184 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 2022, ou plus tôt si Énergie Brookfield venait à terminer ses rachats avant cette date. Aucune part de société en commandite ou action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

# PARTIE 4 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES AU PRORATA

## INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, « le principal décideur opérationnel ») d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Pour de plus amples informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités, lesquelles sont des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

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

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)					
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté <sup>2</sup>		Fonds provenant des activités	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Hydroélectricité</b>										
Amérique du Nord.....	10 470	11 863	12 167	12 166	804 \$	824 \$	528 \$	562 \$	380 \$	420 \$
Brésil.....	3 626	3 663	4 004	4 004	169	175	155	177	131	152
Colombie.....	3 950	2 999	3 555	3 488	224	211	159	131	128	90
	<b>18 046</b>	<b>18 525</b>	<b>19 726</b>	<b>19 658</b>	<b>1 197</b>	<b>1 210</b>	<b>842</b>	<b>870</b>	<b>639</b>	<b>662</b>
<b>Énergie éolienne</b>										
Amérique du Nord.....	4 009	3 560	5 051	4 239	370	263	277	196	200	123
Europe.....	1 029	908	1 077	1 002	125	105	187	96	164	79
Brésil.....	589	552	670	671	29	27	23	24	17	17
Asie.....	469	428	451	443	32	28	24	25	15	18
	<b>6 096</b>	<b>5 448</b>	<b>7 249</b>	<b>6 355</b>	<b>556</b>	<b>423</b>	<b>511</b>	<b>341</b>	<b>396</b>	<b>237</b>
<b>Énergie solaire.....</b>	<b>1 777</b>	<b>1 284</b>	<b>2 016</b>	<b>1 510</b>	<b>348</b>	<b>245</b>	<b>298</b>	<b>232</b>	<b>185</b>	<b>139</b>
<b>Transition énergétique<sup>1</sup>.....</b>	<b>1 231</b>	<b>795</b>	<b>861</b>	<b>475</b>	<b>314</b>	<b>169</b>	<b>214</b>	<b>130</b>	<b>162</b>	<b>103</b>
<b>Siège social.....</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>11</b>	<b>41</b>	<b>(448)</b>	<b>(334)</b>
<b>Total.....</b>	<b>27 150</b>	<b>26 052</b>	<b>29 852</b>	<b>27 998</b>	<b>2 415 \$</b>	<b>2 047 \$</b>	<b>1 876 \$</b>	<b>1 614 \$</b>	<b>934 \$</b>	<b>807 \$</b>

<sup>1</sup> La production réelle comprend 442 GWh (375 GWh en 2020) 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.

<sup>2</sup> Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

## 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)	2021	2020
Produits.....	<b>1 197 \$</b>	1 210 \$
Autres produits.....	77	105
Coûts d'exploitation directs.....	<b>(432)</b>	(445)
BAlIA ajusté.....	<b>842</b>	870
Charge d'intérêts.....	<b>(191)</b>	(191)
Impôt exigible.....	<b>(12)</b>	(17)
Fonds provenant des activités.....	<b>639 \$</b>	662 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>19 726</i>	<i>19 658</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>18 046</i>	<i>18 525</i>

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Amérique du Nord</b>								
États-Unis.....	<b>8 485</b>	9 104	<b>73 \$</b>	59 \$	<b>403 \$</b>	399 \$	<b>304 \$</b>	305 \$
Canada.....	<b>1 985</b>	2 759	<b>82</b>	77	<b>125</b>	163	<b>76</b>	115
	<b>10 470</b>	11 863	<b>76</b>	71	<b>528</b>	562	<b>380</b>	420
Brésil.....	<b>3 626</b>	3 663	<b>47</b>	53	<b>155</b>	177	<b>131</b>	152
Colombie <sup>2</sup> .....	<b>3 950</b>	2 999	<b>61</b>	60	<b>159</b>	131	<b>128</b>	90
Total.....	<b>18 046</b>	18 525	<b>66 \$</b>	67 \$	<b>842 \$</b>	870 \$	<b>639 \$</b>	662 \$

<sup>1)</sup> Comprennent des profits tirés de la couverture de change réalisés d'environ 23 millions \$ inclus dans les autres produits.

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

### Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 380 millions \$ en 2021, comparativement à 420 millions \$ pour l'exercice précédent puisque la hausse des produits moyens par MWh, découlant des avantages tirés de l'indexation sur l'inflation, de la composition des moyens de production et des prix du marché plus élevés, a été plus que contrebalancée par une production qui était 12 % inférieure à celle de l'exercice précédent, principalement à nos centrales hydroélectriques en Ontario, en partie contrebalancée par une forte production à New York.

### Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 131 millions \$ en 2021, contre 152 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant de nos activités ont diminué de 10 % par rapport à ceux de l'exercice précédent du fait que l'avantage tiré de l'indexation sur l'inflation et les initiatives de renégociation de contrats a été plus que contrebalancé par les faibles conditions hydrologiques à l'échelle du réseau. Les fonds provenant des activités ont également été touchés par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

## Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 128 millions \$ en 2021, en regard de 90 millions \$ pour l'exercice précédent. L'avantage tiré de la hausse de la production (11 % supérieure à la moyenne à long terme) et de la hausse des produits moyens par MWh sur la production visée par contrat en raison de l'indexation sur l'inflation et des initiatives de renégociation de contrats a été contrebalancé en partie par des prix du marché moins avantageux réalisés sur notre production non visée par contrat par rapport à ceux de l'exercice précédent, qui a connu des prix du marché élevés en raison des faibles conditions hydrologiques inhabituelles pour la saison à l'échelle du réseau. Les fonds provenant des activités ont également pu compter sur l'apport provenant de l'acquisition de centrales hydroélectriques d'une puissance de 189 MW au cours de l'exercice (16 millions \$ et 67 GWh).

## 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)	2021	2020
Produits .....	<b>556 \$</b>	423 \$
Autres produits.....	<b>126</b>	43
Coûts d'exploitation directs.....	<b>(171)</b>	(125)
BAlIA ajusté.....	<b>511</b>	341
Charge d'intérêts .....	<b>(109)</b>	(100)
Impôt exigible.....	<b>(6)</b>	(4)
Fonds provenant des activités .....	<b>396 \$</b>	237 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	<b>7 249</b>	6 355
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	<b>6 096</b>	5 448

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		BAlIA ajusté		Fonds provenant des activités	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Amérique du Nord								
États-Unis <sup>1</sup> .....	<b>2 942</b>	2 426	<b>91 \$</b>	69 \$	<b>197 \$</b>	108 \$	<b>146 \$</b>	57 \$
Canada .....	<b>1 067</b>	1 134	<b>95</b>	91	<b>80</b>	88	<b>54</b>	66
	<b>4 009</b>	3 560	<b>92</b>	76	<b>277</b>	196	<b>200</b>	123
Europe.....	<b>1 029</b>	908	<b>121</b>	118	<b>187</b>	96	<b>164</b>	79
Brésil .....	<b>589</b>	552	<b>49</b>	50	<b>23</b>	24	<b>17</b>	17
Asie .....	<b>469</b>	428	<b>71</b>	71	<b>24</b>	25	<b>15</b>	18
Total.....	<b>6 096</b>	5 448	<b>92 \$</b>	80 \$	<b>511 \$</b>	341 \$	<b>396 \$</b>	237 \$

<sup>1)</sup> Les produits moyens par MWh ajustés pour exclure l'incidence du phénomène météorologique survenu au Texas en février 2021 se sont chiffrés à 78 \$ par MWh.

## Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 200 millions \$ en 2021, par rapport à 123 millions \$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la croissance découlant de notre participation accrue dans TerraForm Power et d'autres acquisitions, déduction faite des ventes d'actifs et d'un profit réalisé sur la vente d'actifs en développement aux États-Unis (respectivement 70 millions \$ et 799 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant des activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré de la hausse des produits moyens par MWh en raison de la composition des moyens de production sur les marchés à prix plus élevés a été contrebalancé en partie par une baisse des ressources au Canada.

## Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 164 millions \$ en 2021, comparativement à 79 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison surtout de la croissance provenant de notre participation accrue dans TerraForm Power et d'autres acquisitions, déduction faite des ventes d'actifs et d'un profit réalisé sur la vente d'actifs en développement en Irlande et en Écosse (respectivement 78 millions \$ et 61 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant de nos activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix du marché en Espagne et de la hausse des ressources.

## Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont établis à 17 millions \$, conformes à ceux de l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 5 % en regard de ceux de l'exercice précédent grâce aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et des ressources favorables. Cette augmentation a été entièrement contrebalancée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

## Asie

Les fonds provenant des activités d'énergie éolienne en Asie se sont fixés à 15 millions \$ en 2021, contre 18 millions \$ pour l'exercice précédent, l'avantage tiré des ressources favorables ayant été plus que contrebalancé par une hausse de la charge d'intérêts en raison des initiatives de financement additionnel afin d'optimiser la structure du capital.

## 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)

	2021	2020
Produits.....	348 \$	245 \$
Autres produits .....	39	50
Coûts d'exploitation directs .....	(89)	(63)
BAlIA ajusté .....	298	232
Charge d'intérêts.....	(111)	(90)
Impôt exigible .....	(2)	(3)
Fonds provenant des activités.....	185 \$	139 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>2 016</i>	<i>1 510</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 777</i>	<i>1 284</i>

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire se sont fixés à 185 millions \$ en 2021, comparativement à 139 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison principalement de l'apport de notre participation accrue dans TerraForm Power, des nouvelles centrales mises en service et d'autres acquisitions réalisées au cours de l'exercice, déduction faite des ventes d'actifs et des profits à la cession d'actifs qui ont favorisé l'exercice précédent (respectivement 35 millions \$ et 441 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant des activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent en raison des ressources favorables et de la hausse des prix du marché de nos actifs en Espagne.

## 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)

	<b>2021</b>	2020
Produits.....	<b>314 \$</b>	169 \$
Autres produits .....	<b>18</b>	22
Coûts d'exploitation directs .....	<b>(118)</b>	(61)
BAIIA ajusté .....	<b>214</b>	130
Charge d'intérêts.....	<b>(49)</b>	(25)
Impôt exigible .....	<b>(3)</b>	(2)
Fonds provenant des activités.....	<b>162 \$</b>	103 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>861</i>	<i>475</i>
<i>Production (GWh) – réelle<sup>1</sup>.....</i>	<i>1 231</i>	<i>795</i>

<sup>1)</sup> La production réelle comprend 442 GWh (375 GWh en 2020) 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 162 millions \$ en 2021 par rapport à 103 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 d'autres acquisitions (respectivement 49 millions \$ et 397 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont augmenté par rapport à ceux de l'exercice précédent du fait de la hausse des prix des services liés à la stabilisation des réseaux fournis par notre centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni attribuable aux prix plus élevés et variables de l'électricité.

### SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS)

	<b>2021</b>	2020
Autres produits.....	<b>41 \$</b>	64 \$
Coûts d'exploitation directs.....	<b>(30)</b>	(23)
BAIIA ajusté.....	<b>11</b>	41
Coûts de service de gestion.....	<b>(288)</b>	(217)
Charge d'intérêts .....	<b>(78)</b>	(79)
Distributions <sup>1</sup> .....	<b>(93)</b>	(79)
Fonds provenant des activités .....	<b>448 \$</b>	(334) \$
Impôt différé et autres.....	<b>(5)</b>	(227)
Perte nette .....	<b>(453) \$</b>	(561) \$

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

Les coûts de service de gestion totalisant 288 millions \$ ont augmenté 71 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

## 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 <sup>2</sup>		Fonds provenant des activités	
	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 \$
Brésil.....	3 663	3 707	4 004	3 996	175	234	177	181	152	150
Colombie .....	2 999	3 096	3 488	3 488	211	237	131	144	90	101
	18 525	19 921	19 658	19 722	1 210	1 376	870	947	662	710
<b>Énergie éolienne</b>										
Amérique du Nord.....	3 560	2 969	4 239	3 556	263	223	196	163	123	98
Europe.....	908	904	1 002	996	105	95	96	67	79	48
Brésil.....	552	630	671	647	27	37	24	28	17	19
Asie.....	428	291	443	290	28	20	25	16	18	10
	5 448	4 794	6 355	5 489	423	375	341	274	237	175
<b>Énergie solaire.....</b>	1 284	773	1 510	782	245	138	232	126	139	74
<b>Transition énergétique<sup>1</sup> .....</b>	795	550	475	196	169	132	130	87	103	70
<b>Siège social .....</b>	—	—	—	—	—	—	41	10	(334)	(268)
<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>

<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.

<sup>2)</sup> Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

## 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
Produits.....	1 210 \$	1 376 \$
Autres produits.....	105	22
Coûts d'exploitation directs.....	(445)	(451)
BAIIA ajusté.....	870	947
Charge d'intérêts.....	(191)	(210)
Impôt exigible.....	(17)	(27)
Fonds provenant des activités.....	662 \$	710 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>19 658</i>	<i>19 722</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>18 525</i>	<i>19 921</i>

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>		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Amérique du Nord</b>								
États-Unis.....	9 104	10 525	59 \$	66 \$	399 \$	473 \$	305 \$	358 \$
Canada.....	2 759	2 593	77	74	163	149	115	101
	11 863	13 118	71	68	562	622	420	459
Brésil.....	3 663	3 707	53	63	177	181	152	150
Colombie <sup>2</sup> .....	2 999	3 096	60	55	131	144	90	101
Total.....	18 525	19 921	67 \$	65 \$	870 \$	947 \$	662 \$	710 \$

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

<sup>2)</sup> Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de ne pas tenir compte de l'incidence des achats d'électricité.

### 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, au cours duquel nous avons tiré parti d'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 (respectivement 3 millions \$ et 64 GWh) au premier trimestre de 2019.

### 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 avanta-gés 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.

## 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.

## 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)	2020	2019
Produits.....	423 \$	375 \$
Autres produits.....	43	6
Coûts d'exploitation directs.....	(125)	(107)
BAIIA ajusté.....	341	274
Charge d'intérêts.....	(100)	(96)
Impôt exigible.....	(4)	(3)
Fonds provenant des activités.....	237 \$	175 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>6 355</i>	<i>5 489</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>5 448</i>	<i>4 794</i>

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	
	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 \$
Canada.....	1 134	1 072	91	90	88	78	66	53
	3 560	2 969	76	75	196	163	123	98
Europe.....	908	904	118	105	96	67	79	48
Brésil.....	552	630	50	59	24	28	17	19
Asie.....	428	291	71	69	25	16	18	10
Total.....	5 448	4 794	80 \$	78 \$	341 \$	274 \$	237 \$	175 \$

<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.

## 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.

## 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.

## 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 à l'indexation sur l'inflation stipulée 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
Produits.....	245 \$	138 \$
Autres produits.....	50	16
Coûts d'exploitation directs.....	(63)	(28)
BAlIA ajusté.....	232	126
Charge d'intérêts.....	(90)	(52)
Impôt exigible.....	(3)	—
Fonds provenant des activités.....	139 \$	74 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>1 510</i>	<i>782</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 284</i>	<i>773</i>

Les fonds provenant de nos activités d'énergie solaire ont augmenté, pour se fixer à 139 millions \$ en 2020, par rapport à 74 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
Produits.....	169 \$	132 \$
Autres produits .....	22	11
Coûts d'exploitation directs .....	(61)	(56)
BAlIA ajusté .....	130	87
Charge d'intérêts.....	(25)	(16)
Impôt exigible .....	(2)	(1)
Fonds provenant des activités.....	103 \$	70 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>475</i>	<i>196</i>
<i>Production (GWh) – réelle<sup>1</sup>.....</i>	<i>795</i>	<i>550</i>

<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).

## 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)
BAlIA 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) \$

<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.

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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 fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
<b>Résultat net</b> .....	31 \$	56 \$	222 \$	(248) \$	145 \$	(12) \$	27 \$	6 \$	64 \$	(357) \$	(66) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants : .....											
Charge d'amortissement.....	368	74	103	411	110	39	37	263	94	2	1 501
Charge (recouvrement) d'impôt différé .....	(49)	(2)	175	(46)	3	2	4	(34)	(9)	(73)	(29)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers .....	74	2	(29)	46	(16)	12	(2)	(23)	4	(36)	32
Divers <sup>1</sup> .....	(6)	13	39	119	25	19	(12)	92	55	109	453
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	288	288
Charge d'intérêts.....	255	33	119	167	22	24	34	187	48	92	981
Charge (recouvrement) d'impôt exigible.....	3	9	13	—	5	3	5	5	—	—	43
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup> .....	(148)	(30)	(483)	(172)	(107)	(64)	(69)	(198)	(42)	(14)	(1 327)
<b>BAIIA ajusté</b> .....	<b>528</b>	<b>155</b>	<b>159</b>	<b>277</b>	<b>187</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>298</b>	<b>214</b>	<b>11</b>	<b>1 876</b>

<sup>1)</sup> Se reporter à la note 9, « Divers », des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde Divers, qui comprend la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme.

<sup>2)</sup> Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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											
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie					
<b>Résultat net</b> .....	102 \$	110 \$	263 \$	(76) \$	(15) \$	16 \$	18 \$	(27) \$	64 \$	(500) \$	(45) \$	
Ajouter ou déduire les éléments suivants : .....												
Charge d'amortissement.....	343	80	90	334	137	40	36	227	75	5	1 367	
Charge (recouvrement) d'impôt différé .....	(38)	(5)	12	(37)	(10)	—	(5)	(26)	(8)	(96)	(213)	
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers .....	4	(13)	(20)	(74)	13	(7)	(2)	(16)	5	(17)	(127)	
Divers <sup>1</sup> .....	46	31	(3)	28	33	14	7	129	45	318	648	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	235	235	
Charge d'intérêts.....	252	26	122	163	30	26	32	201	30	94	976	
Charge (recouvrement) d'impôt exigible.....	(1)	9	47	—	3	3	2	1	—	2	66	
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup> .....	(146)	(61)	(380)	(142)	(95)	(68)	(63)	(257)	(81)	—	(1 293)	
<b>BAIIA ajusté</b> .....	<b>562 \$</b>	<b>177 \$</b>	<b>131 \$</b>	<b>196 \$</b>	<b>96 \$</b>	<b>24 \$</b>	<b>25 \$</b>	<b>232 \$</b>	<b>130 \$</b>	<b>41 \$</b>	<b>1 614 \$</b>	

<sup>1)</sup> Se reporter à la note 9, « Divers » des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde Divers, qui comprend la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme.

<sup>2)</sup> Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
<b>Résultat net</b> .....	178 \$	65 \$	292 \$	(191)\$	(12) \$	8 \$	12 \$	(3) \$	(20) \$	(249) \$	80 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement .....	323	99	89	323	136	46	17	165	71	2	1 271
Charge (recouvrement) d'impôt différé .....	21	(4)	19	(13)	(17)	—	3	5	2	(43)	(27)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers .....	(18)	4	9	(14)	28	8	1	—	1	17	36
Divers <sup>1</sup> .....	5	9	4	68	20	(8)	2	94	60	49	303
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	135	135
Charge d'intérêts .....	262	29	144	179	53	23	21	136	55	99	1 001
Charge (recouvrement) d'impôt exigible .....	4	12	40	—	5	5	1	1	2	—	70
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup> .....	(153)	(33)	(453)	(189)	(146)	(54)	(41)	(272)	(84)	—	(1 425)
<b>BAIIA ajusté</b> .....	<b>622</b>	<b>181</b>	<b>144</b>	<b>163</b>	<b>67</b>	<b>28</b>	<b>16</b>	<b>126</b>	<b>87</b>	<b>10</b>	<b>1 444</b>

<sup>1)</sup> Se reporter à la note 9, « Divers » des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde Divers, qui comprend la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme.

<sup>2)</sup> Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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 fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS)	2021	2020	2019
Résultat net.....	(66) \$	(45) \$	80 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :			
Charge d'amortissement .....	1 501	1 367	1 271
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(29)	(213)	(27)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers .....	32	(127)	36
Divers <sup>1</sup> .....	453	648	303
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup> .....	(957)	(823)	(902)
Fonds provenant des activités .....	934 \$	807 \$	761 \$

<sup>1)</sup> Se reporter à la note 9, « Divers » des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde Divers, qui comprend la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme.

<sup>2)</sup> Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des contreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant les fonds provenant des activités attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche des fonds provenant des activités découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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 :

	2021	2020	2019
Perte de base par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	(0,69) \$	(0,61) \$	(0,26) \$
Charge d'amortissement.....	1,43	1,24	1,10
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers .....	0,20	0,06	0,05
Charge (recouvrement) d'impôt différé .....	(0,21)	(0,29)	(0,05)
Divers .....	0,72	0,92	0,46
Fonds provenant des activités par part <sup>2</sup> .....	1,45 \$	1,32 \$	1,30 \$

<sup>1)</sup> Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 274,9 millions (271,1 millions en 2020 et 268,3 millions en 2019).

<sup>2)</sup> Le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 645,6 millions pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (609,5 millions en 2020 et 583,5 millions en 2019), ce qui comprend la participation de commandite, 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 90 % et 77 % 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 15 ans (au prorata).

(En GWh, sauf indication contraire)	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Hydroélectricité</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis <sup>1</sup> .....	7 078	6 067	5 319	5 121	4 567
Canada.....	3 620	3 541	3 528	3 528	3 528
	<u>10 698</u>	<u>9 608</u>	<u>8 847</u>	<u>8 649</u>	<u>8 095</u>
<b>Énergie éolienne</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis.....	2 814	2 814	2 250	2 250	2 196
Canada.....	1 352	1 352	1 352	1 352	1 264
	<u>4 166</u>	<u>4 166</u>	<u>3 602</u>	<u>3 602</u>	<u>3 460</u>
Europe.....	902	907	907	906	906
Asie.....	459	459	436	436	459
	<u>5 527</u>	<u>5 532</u>	<u>4 945</u>	<u>4 944</u>	<u>4 825</u>
<b>Énergie solaire – services publics</b> .....	1 790	1 871	1 867	1 862	1 858
<b>Transition énergétique</b> .....	857	854	842	837	829
Production visée par contrat au prorata.....	18 872	17 865	16 501	16 292	15 607
Production non visée par contrat au prorata.....	2 039	3 043	4 407	4 616	5 301
Production moyenne à long terme au prorata.....	20 911	20 908	20 908	20 908	20 908
Participations ne donnant pas le contrôle.....	16 690	16 690	16 690	16 690	16 690
Production moyenne à long terme totale	<u>37 601</u>	<u>37 598</u>	<u>37 598</u>	<u>37 598</u>	<u>37 598</u>
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata.....	90 %	85 %	79 %	78 %	75 %
Prix par MWh – production totale au prorata.....	85 \$	88 \$	91 \$	92 \$	94 \$

<sup>1)</sup> Comprend la production de 1 974 GWh pour 2022, de 943 GWh pour 2023 et de 173 GWh pour 2024 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 17 ans en Amérique du Nord, à 13 ans en Europe, à 11 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 prévoyons une incidence positive nette sur les flux de trésorerie.

En ce qui concerne le portefeuille en Colombie, nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non 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 (41 %), sociétés de distribution (21 %), utilisateurs industriels (23 %) et Brookfield (15 %).

# 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	
	2021	2020	2021	2020
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	— \$	— \$	— \$	— \$
Papier commercial <sup>1</sup> .....	—	3	—	3
Dette				
Billets à moyen terme <sup>2</sup> .....	2 156	2 140	2 156	2 140
Emprunts sans recours <sup>3</sup> .....	—	—	19 352	16 006
	<b>2 156</b>	<b>2 140</b>	<b>21 508</b>	<b>18 146</b>
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>4</sup> .....	—	—	6 018	5 310
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle.....	—	—	12 303	11 100
Actions privilégiées .....	613	609	613	609
Billets subordonnés perpétuels .....	592	—	592	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées <sup>5</sup>	832	1 028	832	1 028
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.....	9 607	9 030	9 607	9 030
Total de la structure du capital .....	<b>13 800 \$</b>	<b>12 807 \$</b>	<b>51 473 \$</b>	<b>45 223 \$</b>
Ratio d'endettement .....	<b>16 %</b>	17 %	<b>42 %</b>	40 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) <sup>6</sup> .....	<b>8 %</b>	6 %	<b>33 %</b>	27 %

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

<sup>3)</sup> Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 30 millions \$ (15 millions \$ en 2020) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 132 millions \$ (122 millions \$ en 2020) et des primes non amorties de 160 millions \$ (63 millions \$ en 2020).

<sup>4)</sup> Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

<sup>5)</sup> Le 31 décembre 2021, les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ont été ajustés pour refléter le rachat de parts privilégiées de série 5 d'une valeur de 72 millions \$ CA effectué le 31 janvier 2021.

<sup>6)</sup> Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

## LIQUIDITÉS DISPONIBLES

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

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	<b>540 \$</b>	291 \$
Placements dans des titres de capitaux propres.....	<b>151</b>	183
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées .....	<b>2 375</b>	2 150
Emprunts effectués sur les facilités de crédit <sup>1</sup> .....	<b>(24)</b>	—
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	<b>400</b>	400
Lettres de crédit émises .....	<b>(289)</b>	(300)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère .....	<b>2 462</b>	2 250
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata.....	<b>916</b>	546
Liquidités disponibles.....	<b>4 069 \$</b>	3 270 \$

<sup>1)</sup> Se rapporte à des lettres de crédit totalisant 1 975 millions \$ émises sur les facilités de crédit de la société mère d'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, le financement additionnel au moyen d'emprunts sans recours et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés publics.

## EMPRUNTS

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021			2020		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total
<b>Emprunts de la société mère</b>						
Billets à moyen terme .....	3,9	13	2 156 \$	3,9	14	2 140 \$
Facilités de crédit.....	s. o.	5	—	s. o.	4	—
Papier commercial .....	s. o.	s. o.	—	0,4	<1	3
<b>Emprunts sans recours au prorata<sup>1</sup></b>						
Hydroélectricité.....	4,9	12	4 913	4,6	9	4 123
Énergie éolienne .....	3,9	9	2 371	3,9	10	2 540
Énergie solaire.....	3,3	13	2 736	3,3	13	2 534
Transaction énergétique .....	3,6	11	996	4,0	11	864
	<b>4,2</b>	<b>13</b>	<b>11 016</b>	<b>4,0</b>	<b>11</b>	<b>10 061</b>
			<b>13 172 \$</b>			<b>12 204 \$</b>
<b>Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties .....</b>						
			<b>(28)</b>			<b>(45)</b>
			<b>13 144</b>			<b>12 159</b>
<b>Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....</b>						
			<b>(351)</b>			<b>(332)</b>
<b>Participations ne donnant pas le contrôle.....</b>						
			<b>8 736</b>			<b>6 255</b>
<b>Selon les états financiers IFRS.....</b>						
			<b>21 529 \$</b>			<b>18 082 \$</b>

<sup>1)</sup> Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement », pour de plus amples renseignements sur la dette au prorata.

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 2021 :

(EN MILLIONS)	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
<b>Remboursements de capital des emprunts<sup>1</sup></b>							
Billets à moyen terme <sup>2</sup> .....	— \$	— \$	— \$	317 \$	— \$	1 839 \$	2 156 \$
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit.....	4	—	23	—	—	—	27
Hydroélectricité.....	49	413	78	352	291	2 209	3 392
Énergie éolienne.....	6	135	—	—	84	422	647
Énergie solaire.....	16	135	7	5	39	384	586
Transaction énergétique.....	—	52	6	152	—	239	449
	<u>75</u>	<u>735</u>	<u>114</u>	<u>509</u>	<u>414</u>	<u>3 254</u>	<u>5 101</u>
<b>Amortissement des remboursements de capital des emprunts</b>							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	105	102	105	102	151	933	1 498
Énergie éolienne.....	174	169	203	172	163	844	1 725
Énergie solaire.....	227	148	141	138	143	1 348	2 145
Transaction énergétique.....	63	146	41	32	27	238	547
	<u>569</u>	<u>565</u>	<u>490</u>	<u>444</u>	<u>484</u>	<u>3 363</u>	<u>5 915</u>
Total.....	<u>644 \$</u>	<u>1 300 \$</u>	<u>604 \$</u>	<u>1 270 \$</u>	<u>898 \$</u>	<u>8 456 \$</u>	<u>13 172 \$</u>
<b>Intérêts à payer<sup>1,3</sup></b>							
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	83 \$	83 \$	83 \$	77 \$	71 \$	664 \$	1 061 \$
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	211	208	203	179	154	1 630	2 585
Énergie éolienne.....	93	85	76	69	59	171	553
Énergie solaire.....	99	87	77	73	67	286	689
Transaction énergétique.....	33	31	30	25	18	64	201
	<u>436</u>	<u>411</u>	<u>386</u>	<u>346</u>	<u>298</u>	<u>2 151</u>	<u>4 028</u>
Total.....	<u>519 \$</u>	<u>494 \$</u>	<u>469 \$</u>	<u>423 \$</u>	<u>369 \$</u>	<u>2 815 \$</u>	<u>5 089 \$</u>

<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 7 millions \$ (8 millions \$ en 2020), 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 très 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 2,38 milliards \$ destinées aux placements et aux acquisitions et pour financer la composante capitaux propres des initiatives de croissance interne. Les facilités ne constituent pas une source permanente de capitaux, mais ont toujours plutôt servi et devraient servir de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme. Nous sommes d'avis que ces sources de capitaux seront suffisantes pour nous permettre de déployer les capitaux nécessaires au financement de la quote-part des transactions d'Énergie Brookfield mentionnées précédemment à la rubrique Croissance et développement de la « Partie 1 – Faits saillants ».

## 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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation, compte non tenu de la variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement	1 448 \$	1 392 \$	1 574 \$
Variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	2	59	33
Variation nette des soldes du fonds de roulement	(716)	(155)	(53)
Activités d'exploitation	734	1 296	1 554
Activités de financement	2 143	(792)	(402)
Activités d'investissement	(2 504)	(426)	(1 211)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	(35)	13	(6)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	<u>338 \$</u>	<u>91 \$</u>	<u>(65) \$</u>

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, compte non tenu de la variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement, se sont établis à 1 448 millions \$, par rapport à 1 392 millions \$ en 2020 et à 1 574 millions \$ en 2019, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours des périodes considérées.

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

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Créances clients et autres actifs courants	(515) \$	(2) \$	(66) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(282)	(91)	17
Autres actifs et passifs	81	(62)	(4)
	<u>(716) \$</u>	<u>(155) \$</u>	<u>(53) \$</u>

## Activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 2 143 millions \$. Notre solide situation financière et l'accès à diverses sources de financement nous ont permis de financer la croissance de nos activités et de générer un produit net de 3 225 millions \$ provenant de financements additionnels du siège social et d'emprunts sans recours, y compris un financement stratégique d'un montant de 1,1 milliard \$ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada concurrentement à la conclusion avec Hydro-Québec d'une convention d'achat d'électricité, ainsi qu'un produit net de 592 millions \$ provenant de notre première émission de billets subordonnés perpétuels verts. Au cours de l'exercice, nous avons racheté nos parts de société en commandite privilégiées de série 9 en contrepartie de 153 millions \$.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019, les distributions versées aux porteurs de parts se sont établies à respectivement 854 millions \$, 769 millions \$ et 684 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,22 \$ par part de société en commandite en 2021 (1,16 \$ en 2020 et 1,10 \$ en 2019), soit une hausse de 5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2021. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées, aux porteurs de billets subordonnés perpétuels et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à respectivement 900 millions \$, 628 millions \$ et 913 millions \$. Les apports en capital au titre des participations ne donnant pas le contrôle se sont établis à 689 millions \$, déduction faite des remboursements de capital effectués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 \$).

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.

## Activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 2 504 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons recyclé les capitaux tirés de la vente de portefeuilles éoliens en Europe et aux États-Unis conclue aux deuxième et troisième trimestres de 2021 en contrepartie de respectivement 379 millions \$ et 448 millions \$, en investissant dans des occasions de croissance relatives à hauteur de 1 480 millions \$ dans le but de faire l'acquisition, entre autres, d'un portefeuille d'énergie éolienne d'une puissance de 845 MW, d'une plateforme de production décentralisée aux États-Unis composée d'actifs solaires en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW ainsi que d'un portefeuille de projets de développement composé d'actifs en développement de plus de 700 MW et d'une participation de 23 % dans une société de production d'énergie renouvelable d'envergure en Europe dont la participation dans un portefeuille de projets de développement d'énergie éolienne en mer est d'une puissance de 3 000 MW. Notre

investissement soutenu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction de projets de développement d'énergie solaire au Brésil d'une puissance de 1 800 MW, dont une puissance de 357 MW est entrée en exploitation au cours de l'exercice, et le maintien de l'initiative de rééquipement des projets éoliens existants, a atteint 1 967 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 d'autres investissements financiers, notamment un portefeuille d'énergie solaire en Espagne d'une puissance de 100 MW, la deuxième tranche de titres convertibles de TransAlta et un portefeuille de prêts garantis 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 soutenu dans nos immobilisations corporelles, y compris la mise en chantier 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 à parts égales d'une coentreprise visant X-Elio. Cet investissement a été en partie financé par le produit tiré de la vente 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 soutenu 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.

## ACTIONS, BILLETS ET PARTS EN CIRCULATION

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

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
<b>Actions privilégiées de catégorie A<sup>1</sup></b> .....	<b>31 035 967</b>	31 035 967
<b>Billets subordonnés perpétuels</b> .....	<b>24 400 000</b>	—
<b>Parts privilégiées<sup>2</sup></b>		
Solde au début de l'exercice.....	<b>52 885 496</b>	44 885 496
Émission.....	—	8 000 000
Rachat de parts de société en commandite privilégiées .....	<b>(8 000 000)</b>	—
Solde à la fin de l'exercice .....	<b>44 885 496</b>	52 885 496
<b>Participation de commandité</b> .....	<b>3 977 260</b>	3 977 260
<b>Parts de société en commandite rachetables/échangeables</b> .....	<b>194 487 939</b>	194 487 939
<b>Actions échangeables de BEPC</b> .....	<b>172 203 342</b>	172 180 417
<b>Parts de société en commandite</b>		
Solde au début de l'exercice.....	<b>274 837 890</b>	268 466 704
Émises après la fusion avec TerraForm Power.....	—	6 051 704
Régime de réinvestissement des distributions.....	<b>230 304</b>	182 965
Échangées contre des actions échangeables de BEPC .....	<b>16 071</b>	136 517
Solde à la fin de l'exercice .....	<b>275 084 265</b>	274 837 890
<b>Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral<sup>3</sup></b> .....	<b>641 775 546</b>	641 506 246

<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 2026); 10 000 000 de parts privilégiées de série 11 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 12 à partir du 30 avril 2022); 10 000 000 de parts privilégiées de série 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2023); 7 000 000 de parts privilégiées de série 15 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 16 à partir du 30 avril 2024), et 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation.

<sup>3)</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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Actions privilégiées de catégorie A .....	26 \$	25 \$	26 \$	26 \$	25 \$	26 \$
Billets subordonnés perpétuels .....	12 \$	— \$	— \$	9 \$	— \$	— \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A....	55 \$	54 \$	44 \$	55 \$	52 \$	43 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	810 \$	551 \$	844 \$	810 \$	551 \$	844 \$
Participation de commandité et distributions incitatives .....	85 \$	70 \$	55 \$	85 \$	70 \$	54 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables .....	237 \$	250 \$	268 \$	237 \$	250 \$	267 \$
Actions échangeables de BEPC.....	209 \$	116 \$	— \$	207 \$	100 \$	— \$
Parts de société en commandite.....	335 \$	349 \$	370 \$	325 \$	349 \$	363 \$

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 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
Février 2022	0,06 \$	5 %	1,28 \$	Mars 2022

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 28, « 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

## INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

En avril 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur de 350 millions \$ à un taux fixe de 4,625 %.

En décembre 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur de 260 millions \$ à un taux fixe de 4,875 %.

Ces billets sont garantis entièrement et inconditionnellement, sur une base subordonnée par Brookfield Renewable Partners L.P., BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Europe Holdings Limited, Brookfield Renewable Investments Limited et BEP Subco Inc. (collectivement, les « filiales garantes »). Les autres filiales d'Énergie Brookfield ne garantissent pas ces titres et sont désignées ci-dessus comme les « filiales non garantes ».

Conformément à la *Rule 13-01* de la *Regulation S-X* de la SEC, les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées combinées de Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et des filiales garantes pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<b>2021</b>	2020	2019
Produits <sup>1</sup> .....	— \$	— \$	— \$
Profit brut .....	—	—	—
Produits des dividendes reçus des filiales non garantes .....	<b>562</b>	436	2 578
Résultat net .....	<b>532</b>	410	2 429

<sup>1)</sup> Le total des produits d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'est établi à 4 096 millions \$ (3 810 millions \$ en 2020 et 3 971 millions \$ en 2019).

(EN MILLIONS)	<b>31 décembre 2021</b>	31 décembre 2020
Actifs courants <sup>1</sup> .....	<b>1 145 \$</b>	<b>582 \$</b>
Total de l'actif <sup>2, 3</sup> .....	<b>2 688</b>	<b>1 958</b>
Passifs courants <sup>4</sup> .....	<b>7 710</b>	<b>6 544</b>
Total du passif <sup>5</sup> .....	<b>7 710</b>	<b>6 758</b>

<sup>1)</sup> Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 904 millions \$ (567 millions \$ en 2020).

<sup>2)</sup> Aux 31 décembre 2021 et 2020, le total de l'actif d'Énergie Brookfield s'élevait à respectivement 55 867 millions \$ et 49 722 millions \$.

<sup>3)</sup> Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 2 360 millions \$ (1 856 millions \$ en 2020).

<sup>4)</sup> Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 7 463 millions \$ (6 048 millions \$ en 2020).

<sup>5)</sup> Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 7 463 millions \$ (6 049 millions \$ en 2020).

## ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve. Au 31 décembre 2021, les lettres de crédit émises totalisaient 1 048 millions \$ (716 millions \$ en 2020).

# PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES ET ANNUELLES

## INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020	2019
<b>Information sur l'exploitation :</b>			
Puissance (MW).....	21 049	18 884	18 883
Production totale (GWh)			
Production moyenne à long terme.....	58 913	57 457	53 926
Production réelle.....	56 629	52 782	52 560
Production au prorata (GWh)			
Production moyenne à long terme.....	29 852	27 998	26 189
Production réelle.....	27 150	26 052	26 038
Produits moyens (\$ par MWh) .....	87	81	78
<b>Informations financières supplémentaires :</b>			
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(368) \$	(304) \$	(103) \$
Résultat de base par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	(0,69)	(0,61)	(0,26)
BAIIA ajusté au prorata <sup>2</sup> .....	1 876	1 614	1 444
Fonds provenant des activités <sup>2</sup> .....	934	807	761
Fonds provenant des activités par part <sup>2,3</sup> .....	1,45	1,32	1,30
Distribution par part de société en commandite .....	1,22	1,16	1,10
EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020	2019
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	49 432 \$	44 590 \$	41 055 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	1 107	971	937
Total de l'actif .....	55 867	49 722	46 196
Total des emprunts .....	21 529	18 082	17 300
Passifs d'impôt différé .....	6 215	5 515	4 855
Autres passifs .....	4 127	4 358	3 561
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	12 303	11 100	11 086
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	59	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.....	2 894	2 721	3 317
Actions échangeables de BEPC .....	2 562	2 408	—
Actions privilégiées.....	613	609	597
Billets subordonnés perpétuels	592	—	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	881	1 028	833
Capitaux propres des commanditaires.....	4 092	3 845	4 579
Total du passif et des capitaux propres .....	55 867	49 722	46 196
Ratio d'endettement (valeur de marché) <sup>4</sup> .....	33 %	27 %	34 %

<sup>1)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le nombre total moyen de parts de société en commandite s'est établi à 274,9 millions (271,1 millions en 2020 et 268,3 millions en 2019).

<sup>2)</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>3)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le nombre total moyen de parts s'est établi à 645,6 millions (609,5 millions en 2020 et 583,5 millions en 2019), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité.

<sup>4)</sup> Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021				2020			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT .....	14 946	13 776	16 092	14 099	14 333	13 446	15 527	14 151
Production totale (GWh) – réelle .....	14 585	13 533	14 683	13 828	13 247	12 007	13 264	14 264
Production au prorata (GWh) – MLT .....	7 197	6 697	8 356	7 602	7 354	6 618	7 309	6 717
Production au prorata (GWh) – réelle.....	6 637	6 125	7 013	7 375	6 583	5 753	6 552	7 164
<b>Produits.....</b>	<b>1 091 \$</b>	<b>966 \$</b>	<b>1 019 \$</b>	<b>1 020 \$</b>	<b>952 \$</b>	<b>867 \$</b>	<b>942 \$</b>	<b>1 049 \$</b>
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts .....</b>	<b>(57)</b>	<b>(115)</b>	<b>(63)</b>	<b>(133)</b>	<b>(120)</b>	<b>(162)</b>	<b>(42)</b>	<b>20</b>
<b>Résultat de base par part de société en commandite .....</b>	<b>(0,12)</b>	<b>(0,21)</b>	<b>(0,13)</b>	<b>(0,24)</b>	<b>(0,22)</b>	<b>(0,29)</b>	<b>(0,11)</b>	<b>0,01</b>
Fonds provenant des activités.....	214	210	268	242	201	157	232	217
Fonds provenant des activités par part.....	0,33	0,33	0,42	0,38	0,31	0,25	0,40	0,37
Distribution par part de société en commandite.....	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29

## 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 <sup>2</sup>		Fonds provenant des activités	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Hydroélectricité</b>										
Amérique du Nord.....	2 559	2 514	2 913	2 912	237 \$	182 \$	151 \$	105 \$	115 \$	68 \$
Brésil.....	810	849	1 007	1 007	38	39	26	63	18	58
Colombie.....	1 100	966	1 004	977	64	57	42	38	40	23
	<b>4 469</b>	<b>4 329</b>	<b>4 924</b>	<b>4 896</b>	<b>339</b>	<b>278</b>	<b>219</b>	<b>206</b>	<b>173</b>	<b>149</b>
<b>Énergie éolienne</b>										
Amérique du Nord.....	1 044	1 132	1 195	1 349	98	90	53	58	36	38
Europe.....	262	339	251	357	35	41	36	51	30	45
Brésil.....	128	141	168	169	5	6	4	6	4	4
Asie.....	121	123	113	104	8	8	7	8	4	5
	<b>1 555</b>	<b>1 735</b>	<b>1 727</b>	<b>1 979</b>	<b>146</b>	<b>145</b>	<b>100</b>	<b>123</b>	<b>74</b>	<b>92</b>
<b>Énergie solaire.....</b>	<b>356</b>	<b>304</b>	<b>381</b>	<b>338</b>	<b>68</b>	<b>77</b>	<b>67</b>	<b>84</b>	<b>41</b>	<b>51</b>
<b>Transition énergétique<sup>1</sup>.....</b>	<b>257</b>	<b>215</b>	<b>165</b>	<b>141</b>	<b>79</b>	<b>54</b>	<b>52</b>	<b>38</b>	<b>37</b>	<b>26</b>
<b>Siège social.....</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(7)</b>	<b>5</b>	<b>(111)</b>	<b>(117)</b>
<b>Total.....</b>	<b>6 637</b>	<b>6 583</b>	<b>7 197</b>	<b>7 354</b>	<b>632 \$</b>	<b>554 \$</b>	<b>431 \$</b>	<b>456 \$</b>	<b>214 \$</b>	<b>201 \$</b>

<sup>1)</sup> La production réelle tient compte de 90 GWh (98 GWh en 2020) provenant de centrales qui n'ont pas de moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour de plus amples renseignements sur la raison pour laquelle nous ne comptabilisons pas la moyenne à long terme de certaines centrales.

<sup>2)</sup> Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2021, les fonds provenant des activités ont totalisé 214 millions \$ par rapport à 201 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont augmenté de 13 millions \$ en raison des apports de la croissance, de la grande disponibilité des actifs et de la production accrue des centrales hydroélectriques, tout particulièrement celles aux États-Unis.

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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 fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
<b>Résultat net</b> .....	40 \$	13 \$	129 \$	(97) \$	30 \$	(11) \$	21 \$	(30) \$	7 \$	(69) \$	33 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement.....	98	16	26	111	24	9	11	65	21	—	381
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(12)	(4)	7	(29)	2	2	—	(23)	(8)	(32)	(97)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	12	2	—	34	(7)	3	(2)	11	4	(3)	54
Divers <sup>1</sup> .....	2	(5)	—	36	4	6	(17)	39	43	12	120
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	64	64
Charge d'intérêts.....	69	8	36	40	4	6	9	53	9	21	255
Charge (recouvrement) d'impôt exigible.....	—	2	(22)	(1)	1	1	2	—	—	—	(17)
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup> .....	(58)	(6)	(134)	(41)	(22)	(12)	(17)	(48)	(24)	—	(362)
<b>BAIIA ajusté</b> .....	<b>151</b>	<b>26</b>	<b>42</b>	<b>53</b>	<b>36</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>67</b>	<b>52</b>	<b>(7)</b>	<b>431</b>

<sup>1)</sup> Se reporter à la note 9, « Divers » des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde Divers, qui comprend la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et les pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme.

<sup>2)</sup> Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté de la quote-part d'Énergie Brookfield découlant de ses participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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 fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										Total
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
<b>Résultat net</b> .....	6 \$	67 \$	78 \$	36 \$	29 \$	5 \$	(3)\$	35 \$	23 \$	(281) \$	(5) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement.....	94	19	23	84	32	10	9	48	17	1	337
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(38)	(3)	(3)	(34)	(5)	1	1	(20)	(14)	(70)	(185)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(10)	2	(7)	(26)	8	(4)	(6)	(71)	10	(11)	(115)
Divers <sup>1</sup> .....	5	1	(3)	(11)	(24)	4	15	73	(4)	258	314
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	84	84
Charge d'intérêts.....	63	7	30	35	7	6	8	54	9	24	243
Charge (recouvrement) d'impôt exigible.....	(1)	2	31	—	2	1	1	1	—	—	37
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup> .....	(14)	(32)	(111)	(26)	2	(17)	(17)	(36)	(3)	—	(254)
<b>BAIIA ajusté</b> .....	<b>105 \$</b>	<b>63 \$</b>	<b>38 \$</b>	<b>58 \$</b>	<b>51 \$</b>	<b>6 \$</b>	<b>8 \$</b>	<b>84 \$</b>	<b>38 \$</b>	<b>5 \$</b>	<b>456 \$</b>

<sup>1)</sup> Se reporter à la note 9, « Divers » des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde Divers, qui comprend la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et les pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme.

<sup>2)</sup> Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté de la quote-part d'Énergie Brookfield découlant de ses participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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 fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités pour les trimestres clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Résultat net.....	<b>33</b> \$	(5) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :		
Charge d'amortissement .....	<b>381</b>	337
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	<b>(97)</b>	(185)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	<b>54</b>	(115)
Divers <sup>1</sup> .....	<b>120</b>	314
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle <sup>2</sup> .....	<b>(277)</b>	(145)
Fonds provenant des activités.....	<u><b>214</b></u> \$	<u>201</u> \$

<sup>1)</sup> Se reporter à la note 9, « Divers » des états financiers consolidés audités pour de plus amples renseignements sur le solde Divers, qui comprend la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et les pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme.

<sup>2)</sup> Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond aux fonds provenant des activités de la quote-part d'Énergie Brookfield découlant de ses participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant les fonds provenant des activités attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche des fonds provenant des activités découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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>2021</u>	<u>2020</u>
Perte de base par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	<b>(0,12)</b> \$	(0,22) \$
Charge d'amortissement.....	<b>0,33</b>	0,33
Perte de change et sur les instruments financiers.....	<b>0,10</b>	—
Charge d'impôt différé.....	<b>(0,13)</b>	(0,22)
Divers.....	<b>0,15</b>	0,42
Fonds provenant des activités par part <sup>2</sup> .....	<u><b>0,33</b></u> \$	<u>0,31</u> \$

<sup>1)</sup> Pour le trimestre clos le 31 décembre 2021, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 275,0 millions (274,8 millions en 2020).

<sup>2)</sup> Pour le trimestre clos le 31 décembre 2021, le nombre moyen de parts s'est établi à 645,7 millions (645,5 millions en 2020), 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 5, « 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 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 2021, environ 90 % de la production au prorata pour 2022 (84 % de la production visée par contrat pour 2021 en 2020) 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>– 30 % des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l’euro, soit 40 % 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 l’indexation sur l’inflation annuelle 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 5 % 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 2021, 82 % des créances clients d'Énergie Brookfield étaient à court terme (84 % en 2020).</li> </ul>
Risque de liquidité	Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Au 31 décembre 2021, les liquidités disponibles s'élevaient à 4,1 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> </ul>

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
	<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, verser des dividendes et faire 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 19, « Gestion du capital », des états financiers consolidés annuels pour de plus amples renseignements.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <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 la disponibilité des ressources, en raison notamment des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales pourraient occasionner un changement défavorable dans la quantité d'électricité que nous sommes en mesure de produire.*

Les produits dégagés par nos centrales 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'éclairement énergétique et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents, l'éclairement 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 centrales de production devaient faire face à une inondation, des conditions météorologiques extrêmes (y compris des vents ou tempêtes puissants ou de graves sécheresses), des incendies et des catastrophes naturelles, ou si des conditions géologiques inattendues ou d'autres conditions physiques défavorables devaient se manifester à nos centrales 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 largement des conditions météorologiques et plus particulièrement, du régime des vents et de l'éclairement énergétique, respectivement. La rentabilité d'un parc éolien dépend non seulement du régime des vents observé sur place, lequel est variable par nature, mais également du fait que le régime des vents corresponde aux hypothèses formulées pendant la phase de développement du projet ou au moment de l'acquisition du projet. De la façon même, les projections établies relativement aux ressources solaires s'appuient sur des hypothèses portant sur les situations météorologiques, l'ombrage et l'éclairement énergétique, lesquelles sont intrinsèquement incertaines et ne correspondront pas nécessairement aux conditions réelles sur place. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos centrales hydroélectriques ou du régime des vents à nos centrales d'énergie éolienne ou encore dans l'éclairement énergétique à nos centrales d'énergie solaire pourrait occasionner un changement défavorable important 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 centrales 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 de nos produits est directement ou indirectement tributaire 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 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 de dioxyde de carbone et d'autres polluants; la structure du marché de l'électricité; les conditions météorologiques (comme les températures extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique; le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire de l'électricité; et

l'instabilité politique (comme le conflit entre l'Ukraine et la Russie et les perturbations qu'il pourrait provoquer sur les marchés de gaz naturel en Europe).

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, du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification à long terme de la construction ou de la mise hors service de la capacité de production de base (p. ex. les calendriers de mise hors service progressive de la capacité de production au moyen de charbon et d'énergie nucléaire dans certains marchés), 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 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, produisent 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 CAÉ 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 centrales d'énergie renouvelable dans certains territoires pourrait limiter notre capacité à négocier des modalités favorables aux termes de nouvelles CAÉ ou de CAÉ 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 stipulés à l'heure actuelle. 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. D'un autre côté, nous pourrions négocier des contrats à des prix qui paraissent intéressants au moment de la négociation, mais qui, en raison d'une augmentation importante du prix de l'électricité pendant la durée du CAE, nous obligent dans l'avenir à vendre de l'électricité à des prix inférieurs aux tarifs du marché.

***Il existe un risque que nos concessions et nos licences ne soient pas renouvelées.***

Nous détenons des concessions et des licences et nous avons des droits pour l'exploitation de nos centrales qui comprennent généralement des droits sur les terrains et l'eau nécessaires à la production d'électricité, lesquels doivent être renouvelés à leur échéance. Nous prévoyons généralement que nos concessions et nos licences seront renouvelées. Cependant, si des droits de renouvellement ne nous sont pas accordés ou si nos concessions ou nos licences sont renouvelées selon des conditions qui nous imposent des coûts additionnels, ou des restrictions supplémentaires comme la fixation d'un prix plafond pour les ventes d'énergie, notre rentabilité et nos activités pourraient en souffrir.

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

Au 31 décembre 2021, une tranche d'environ 81 % 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 années suivantes. En 2020 et en 2021, environ 90 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par contrat. La partie de notre portefeuille qui n'est pas visée par contrat pourrait augmenter graduellement au fil du temps. Nous pouvons vendre à l'occasion de l'électricité en provenance de notre production non visée par contrat sur le marché au comptant ou d'autres marchés de l'électricité concurrentiels. Pour ce qui est de ces transactions, nous ne sommes pas assurés de réaliser un rendement sur le capital investi à un taux stipulé, et les produits et les résultats d'exploitation sont susceptibles d'être tributaires, en grande partie, des cours du marché en vigueur. Ces cours du marché peuvent connaître de fortes fluctuations pendant des périodes relativement courtes, 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 capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties et de déployer nos projets d'aménagement nécessite la disponibilité d'installations d'interconnexion et de réseaux de transport et l'accessibilité à ceux-ci.***

Notre capacité de vendre de l'électricité repose sur la disponibilité des différents réseaux de transport permettant d'assurer la livraison de l'électricité à un point de livraison contractuel et l'accessibilité à ceux-ci, ainsi que des ententes et installations nécessaires à l'interconnexion des projets de production aux réseaux de transport. L'absence de cette disponibilité et de cette accessibilité, notre incapacité à obtenir des modalités raisonnables pour les ententes d'interconnexion et de transport, les défaillances opérationnelles ou le démantèlement des installations d'interconnexion ou de transport existantes, et une capacité insuffisante de ces installations d'interconnexion ou de transport, la réduction de la production en raison d'interruptions touchant les installations de transport, ou l'omission par un territoire donné d'aménager d'autres installations de transport pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties ou sur l'obligation, pour les contreparties, d'accepter la livraison de l'électricité et de la payer. Un accès insuffisant aux réseaux de transport et d'interconnexion pourrait également limiter notre capacité de mettre en place de nouveaux projets commerciaux, lesquels nécessitent des réseaux de transport disposant de points d'interconnexion disponibles et de la capacité globale nécessaire pour transporter l'énergie qui devrait être produite par un projet d'aménagement rendu au stade de l'exploitation commerciale. Le manque d'accès aux réseaux de transport pourrait par conséquent nuire à nos actifs, à nos passifs, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à 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 considérables et d'autres ressources 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 soit réparée. Si la rupture se produit à l'une de nos centrales, la réparation de cette rupture pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. Comme mentionné, 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 centrales 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.

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

La propagation du virus de la COVID-19, y compris ses mutations subséquentes, et les mesures prises à l'échelle mondiale en réponse à la COVID-19, ont perturbé de manière générale les activités commerciales dans les territoires où nous exerçons nos activités et ailleurs. Les gouvernements du monde entier ont mis en place des mesures afin de contenir la propagation du virus, notamment des quarantaines, des protocoles de distanciation sociale, des confinements, des restrictions de voyage, des réductions des activités des entreprises, la fermeture des écoles et d'autres mesures qui restreignent l'activité économique et sociale. Les gouvernements et les banques centrales du monde entier sont également intervenus en mettant en place des mesures, notamment des mesures de relance financières et budgétaires, visant à atténuer l'effet préjudiciable de ces mesures sur l'économie.

Même si nos activités reposent, dans une certaine mesure, sur la libre circulation des biens, des services et des capitaux partout dans le monde, circulation qui a été restreinte en raison de la pandémie de COVID-19, à la différence de bon nombre d'autres entreprises, nous n'avons pas subi, à ce jour, des répercussions importantes sur nos activités, notre situation financière, nos flux de trésorerie ou notre rendement financier. Au début de la pandémie, nous avons mis en œuvre un plan d'intervention pour assurer le maintien de nos activités malgré l'écllosion du virus, y compris des mesures de sécurité supplémentaires visant notre personnel et des plans d'urgence visant nos centrales, et ces mesures ont jusqu'à présent été généralement fructueuses.

Compte tenu de la nature continue et dynamique des circonstances entourant la pandémie de COVID-19, il est difficile de prévoir l'incidence 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 cette incidence dépendra de l'évolution

future de la situation, qui est incertaine et difficile à prévoir, y compris toute nouvelle information concernant les variants supplémentaires de la COVID-19 qui pourraient réussir à neutraliser la protection offerte par les vaccins existants et/ou être plus contagieux (comme le variant Omicron) ou entraîner une maladie plus grave (comme le variant Delta) 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 la disponibilité, le rythme de distribution et l'acceptation sociale de vaccins efficaces et les efforts des gouvernements pour ralentir la propagation de la COVID-19.

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 le non-respect, par les cocontractants, de leurs obligations. En outre, dans l'avenir, les effets directs ou indirects de la pandémie pourraient être différents de ceux que nous subissons actuellement. Par exemple, l'évolution des habitudes du personnel et le resserrement des conditions de travail découlant de la pandémie pourraient faire qu'il soit plus difficile pour nous et pour le fournisseur de services d'attirer et de fidéliser des spécialistes de talent dans nos principaux marchés. De la même manière, des problèmes de chaînes d'approvisionnement causés par la pandémie et l'inflation économique découlant des mesures gouvernementales de soutien à l'économie pourraient entraîner une augmentation du coût des biens et des services et avoir un effet défavorable sur notre entreprise. De tels 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. Pour gérer notre exposition aux risques de change, nous utilisons des contrats de change à terme et d'autres stratégies pour réduire au minimum le risque de change et rien ne garantit que ces stratégies seront fructueuses.

***Les risques liés à la commercialisation de l'énergie peuvent nuire à nos activités.***

Nos activités de commercialisation de l'énergie comprennent l'établissement de positions de négociation dans les marchés de l'énergie de 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 nuire à 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 subissons 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 sectoriels d'ordre général.***

Actuellement, nous exerçons nos activités dans les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie, et chacun de ces marchés est 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 où 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 CAÉ ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la CAÉ concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la CAÉ concernée, nos actifs, nos passifs, 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. De la même manière, des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux CAÉ ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue.

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

Nos activités reposent sur la technologie de l'information. En outre, nos activités s'appuient sur 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 détériorer 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 sauvegarde 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 indue 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, à l'instar de dispositions législatives similaires de certains États des États-Unis dans lesquels nous exerçons nos activités, le *Règlement général européen sur la protection des données*, entré en vigueur en mai 2018, prévoit des exigences opérationnelles rigoureuses pour les entités traitant des données à caractère personnel ainsi que des amendes élevées en cas de non-respect. Les effractions en matière de cybersécurité ou les défaillances de nos systèmes de technologie 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 centrales et autres dépenses d'investissement soient financées au moyen des flux de trésorerie provenant des activités, du recyclage de capitaux, d'emprunts et d'éventuelles émissions de titres de capitaux propres. Les perturbations et la volatilité sur les marchés financiers pourraient entraîner une augmentation du coût du capital de la société en commandite et nuire à sa capacité de financer ses besoins de liquidités et de capitaux ainsi que la croissance de l'entreprise.

Notre structure organisationnelle comporte des dettes qui devront être remplacées à l'occasion. Par exemple, BEP, BRELP et les entités de portefeuille ont des dettes d'entreprise, et certaines de nos entités en exploitation ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités. Certaines de nos sociétés en portefeuille, telles que TerraForm Power, TerraForm Global et Isagen, ont également des dettes de sociétés en portefeuille. 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 d'entreprise et nos dettes sans recours 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 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, certains 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 refinancer nos dettes ou réunir du nouveau capital 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 d'investissement nécessaires pour la construction de nouvelles centrales ou l'entretien des centrales existantes pourrait être compromise et, de ce fait, nos activités, 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 clauses restrictives stipulées dans nos contrats d'emprunt, de prêt et d'accords de sûreté.*

Énergie Brookfield est assujettie à des restrictions opérationnelles et financières en raison de clauses restrictives stipulées dans nos contrats d'emprunt, de prêt et de sûreté. Ces restrictions nous interdisent, entre autres, de contracter des dettes supplémentaires, de se porter garant d'une dette, d'accorder des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, de céder des actifs, de procéder à une liquidation, à une dissolution, à une fusion ou à un regroupement ou de procéder à une réorganisation de l'entreprise ou à une refonte du capital, de déclarer des distributions, d'émettre des titres de capitaux propres et de créer des filiales, ou limitent notre capacité de le faire. Une clause restrictive financière incluse dans nos obligations et nos facilités de crédit bancaire des activités de notre groupe limite notre endettement global à un pourcentage de notre structure du capital totale, restriction qui pourrait limiter notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire, de résister à une baisse de nos activités et de tirer parti de nouvelles activités ou d'occasions 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 du 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 ses sociétés en portefeuille, filiales d'exploitation ou autres filiales 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 nuire à notre situation financière ainsi qu'à 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 transactions 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 grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés ajustés 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 transactions 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 envisagée, 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 faire croître 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 considérable du prix d'acquisition ou nous empêcher de réaliser une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères de placement, mais 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 tiers, des approbations des autorités de réglementation (notamment, des autorités en matière de concurrence), et d'autres approbations ou actions de tiers 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 dégagent 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.

***Nos activités dans l'avenir pourraient différer de nos activités actuelles, y compris au moyen d'investissements futurs dans la transition énergétique.***

Nos activités comprennent actuellement des activités de production hydroélectrique, éolienne, solaire pour services publics et de production décentralisée ainsi que de production alimentée à la biomasse, de cogénération et de stockage en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie. Nous pourrions acquérir des participations dans d'autres activités et nous pourrions chercher à nous départir de certaines de nos activités existantes dans l'avenir. En outre, conformément aux modalités de la convention relative aux relations conclue avec Brookfield, cette dernière pourrait nous offrir (mais n'y est pas tenue) la possibilité d'acquérir : i) une entreprise de services publics intégrée, même si une importante composante des activités de celle-ci est constituée de l'exploitation ou du développement de production d'énergie non renouvelable, comme la production d'électricité au charbon ou au gaz naturel; ii) un portefeuille d'activités de production d'énergie, même si une importante composante des activités de ce portefeuille est constituée de production d'énergie non renouvelable, ou iii) l'exploitation et le développement de production d'énergie renouvelable qui font partie d'une entreprise de plus grande envergure.

***La réalisation de nouvelles acquisitions peut considérablement augmenter l'ampleur et la portée de nos activités, y compris les activités dans de nouvelles régions 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 Énergie Brookfield. Les acquisitions peuvent augmenter l'ampleur, la portée et la diversité des activités d'exploitation de notre société. Nous comptons sur la diligence et la compétence des professionnels de Brookfield et celle de nos professionnels pour assurer une gestion efficace d'Énergie Brookfield, y compris pour intégrer les entreprises acquises à nos activités actuelles. Ces professionnels pourraient avoir de la difficulté à gérer de nouvelles entreprises acquises et d'autres responsabilités de gestion d'actifs de Brookfield pourraient leur incomber. Une gestion et une intégration inefficaces de ces nouvelles entreprises acquises pourraient nuire aux activités actuelles de notre société, à sa situation financière et à ses résultats d'exploitation.

Les acquisitions futures entraîneront vraisemblablement une partie ou tous les risques suivants, ce qui pourrait nuire considérablement à notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la difficulté d'intégrer les activités acquises et leur 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 aux nouvelles activités acquises (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'un tiers 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 la nouvelle 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 nuire à nos activités, 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 selon les objectifs énoncés et le cours du marché de nos titres pourrait baisser.

***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 est tributaire 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 repose habituellement sur 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 adéquate, 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 CAÉ 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 la totalité de notre investissement dans les frais de développement et devoir radier les actifs liés au développement de projets.

Les projets de développement peuvent également avoir besoin de terrains de grande superficie 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 nuisent au développement d'un projet ou à la demande pour ses services. Par exemple, une autorité de réglementation pourrait restreindre notre accès à un actif ou pourrait exiger que nous en donnions accès à des tiers. La restriction ou la réduction de nos droits à l'égard d'un actif par une autorité de réglementation ou autrement peut avoir une incidence négative sur la réussite 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 coentrepreneurs.***

Notre capacité à développer un projet fructueux sur le plan économique repose, qu'il s'agisse d'un nouveau projet ou d'un projet de rééquipement, notamment, sur notre aptitude à construire un projet particulier dans les délais impartis et selon le budget. La construction et l'aménagement de centrales 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, sans s'y limiter, des modifications à la législation locale ou des difficultés liés 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 importante du montant total des coûts de construction du projet en raison d'une augmentation des charges d'intérêt inscrites à l'actif ainsi que des frais de main-d'œuvre additionnels et autres charges, 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'incapacité d'atteindre les niveaux de production convenus. Ces hausses pourraient également entraîner l'incapacité de respecter les obligations accrues en matière de versement d'intérêts et de remboursement de capital par suite de la dette supplémentaire nécessaire. 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 nos coentrepreneurs, 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.

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

*Brookfield exerce une influence considérable sur Énergie Brookfield et nous sommes largement 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 sont tributaires 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 sommes tributaires de la diligence, des compétences ainsi que des relations d'affaires des professionnels de Brookfield, de même que des renseignements qu'ils obtiennent et des occasions qu'ils repèrent dans le cours normal de leurs activités. Notre succès futur repose sur le service continu de ces personnes, qui ne sont pas tenues de demeurer des employés de 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 à 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 nuire à l'atteinte de 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, des instruments financiers, des passifs d'impôt différé connexes et des passifs relatifs au démantèlement. 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 » du formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. 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 futurs, aux taux d'actualisation futurs ainsi qu'aux valeurs finales, comme il est décrit à la note 12, « 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 renseignements, se reporter à la note 1 r) 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 5, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés annuels audités 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 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.

## **iv) Passifs relatifs au démantèlement**

Les coûts relatifs au démantèlement seront engagés à la fin de la durée d'exploitation de certains actifs de la Société. 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. 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 sont inhérentes aux calculs de ces coûts.

## **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, 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, 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 g), « 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 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 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 2029 en Colombie et d'ici 2025 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 semblable à celle utilisée 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 k), « 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 m), « 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**

#### **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 sont entrées 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. Ces modifications se rapportent principalement à la modification des actifs financiers, des passifs financiers et des obligations locatives à l'égard desquels la base de détermination des flux de trésorerie contractuels change en raison de la réforme des taux interbancaires offerts (« TIO »), permettant l'application prospective du taux d'intérêt de référence applicable et le recours à la comptabilité de couverture, et introduisant par le fait même une exception selon laquelle les modifications qui doivent être apportées à la désignation formelle et à la documentation des relations de comptabilité 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 n'a pas eu d'incidence importante sur la présentation de l'information financière d'Énergie Brookfield.

### **MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES**

#### **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.

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

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

Il n'y a à l'heure actuelle aucune modification future aux IFRS susceptible d'avoir une incidence sur Énergie Brookfield.

### **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE**

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield a racheté toutes les parts de société en commandite privilégiées de série 5 en circulation en contrepartie de 73 millions \$ CA ou 25,25 \$ CA par part de société en commandite privilégiée.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un portefeuille d'actifs solaires d'envergure en développement en Allemagne d'une puissance de 1,7 GW, pour une contrepartie totale d'environ 65 millions € (76 millions \$), plus les ajustements du fonds de roulement. 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'acquisition d'une société d'envergure en développement détenant un portefeuille composé d'actifs solaires et d'accumulation d'énergie à grande échelle en développement aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, pour une contrepartie d'environ 650 millions \$ (montant net d'environ 160 millions \$ pour Énergie Brookfield) ainsi que du paiement conditionnel de primes de performance supplémentaires à l'atteinte de certains jalons. La participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des actions additionnelles de Polenergia. Cette souscription fera passer la participation dans Polenergia à 32 % (participation nette de 8 % pour Énergie Brookfield) et devrait se clôturer en mars 2022.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation initiale de 26 % dans un portefeuille d'actifs en exploitation et en développement en Espagne et au Mexique d'une puissance d'environ 700 MW. Des capitaux propres d'un total de 220 millions \$ (montant net de 55 millions \$ pour Énergie Brookfield) devraient être investis dans ce projet, ce qui pourrait potentiellement faire passer la participation financière à près de 60 %. La participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 % dans ce placement.

# **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 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 décentralisée, d'accumulation par pompage, de cogénération en Amérique du Nord et des centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques 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. 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. Énergie Brookfield inclut donc les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend 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 r) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2021.

## **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.

Nous présentons donc nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 6, « 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, aux porteurs de parts de société en commandite privilégiées et aux porteurs de billets subordonnés perpétuels ainsi que d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, inhabituels ou ne pas faire partie des facteurs utilisés par la direction pour évaluer le rendement d'exploitation. Énergie Brookfield tient compte des profits et des pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme dans le calcul du BAIIA ajusté afin de fournir des informations supplémentaires à l'égard du rendement réalisé cumulatif des placements, y compris tout ajustement de la juste valeur latente qui a été comptabilisé dans les capitaux propres, mais qui n'est pas reflété dans le BAIIA ajusté de la période considérée.

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

### **Fonds provenant des activités**

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

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer son rendement avant l'incidence de certains éléments ayant un effet de trésorerie (p. ex., les coûts d'acquisition et d'autres éléments généralement ponctuels ayant un effet de trésorerie) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex. l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, le profit latent ou la perte latente sur les instruments financiers, les résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments sans effet de trésorerie), ces éléments n'étant pas représentatifs du rendement des activités sous-jacentes. 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 une mesure comptable généralement reconnue selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente des fonds provenant des activités utilisés par d'autres entités 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 »). 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 des résultats 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 portent notamment sur 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 caractère contractuel de notre portefeuille, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions et de cessions, y compris le financement ou le refinancement des occasions ou des possibilités d'Énergie Brookfield, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, nos perspectives de croissance future et notre profil de distribution, ainsi que notre accès aux capitaux. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que les résultats, le rendement et les réalisations futurs prévus expressément ou implicitement par les énoncés prospectifs et les informations figurant dans le présent rapport 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 ce qui suit : la variation de la disponibilité des ressources 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 CAÉ qui viennent à échéance; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transport; 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; l'impossibilité d'obtenir le matériel nécessaire, y compris les pièces et les composants de rechange indispensables au développement des projets; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; la gravité, la durée et la propagation de la COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects que peut avoir le virus; les pertes non assurables et la hausse du coût des primes d'assurance; l'évolution des conditions réglementaires, politiques, économiques et sociales dans les territoires où nous exerçons nos activités; les cas de force majeure; l'évolution défavorable des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie; la fin du système d'équilibrage du MRE au Brésil ou tout changement de celui-ci; le fait d'être partie à des litiges et autres différends et de faire l'objet d'enquêtes par des organismes réglementaires et gouvernementaux; 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*

*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; la possibilité que nos activités soient touchées par des collectivités locales; 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; 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; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique; les cas de fraude, de subornation ou de corruption, d'autres actes illégaux, les procédés ou les systèmes internes inadéquats ou défaillants; 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; l'évolution de nos activités actuelles, y compris par l'intermédiaire de placements futurs dans la transition énergétique; notre incapacité à mettre en œuvre la totalité ou certaines de nos mesures de recyclage de capitaux; 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 coentrepreneurs; 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; l'acquisition de sociétés en difficulté financière qui pourraient nous faire courir des risques accrus, y compris celui de devoir engager des frais juridiques supplémentaires et d'autres frais; 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 société en commandite, parts privilégiées ou titres échangeables contre des parts de société en commandite, y compris contre des actions échangeables de BEPC, ou la perception de ces ventes ou de ces émissions, pourraient faire chuter le cours des parts de société en commandite ou des 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 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 agisse d'une façon qui ne soit pas dans notre intérêt ou de celui de nos porteurs de parts; l'impact plus vaste des changements climatiques; la défaillance de nos systèmes technologiques; les variations du cours des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC ainsi que les autres facteurs décrits dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F, y compris ceux énoncés à la rubrique 3.D, « Facteurs de risque ».*

*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 plus récent 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 »). 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 6, « 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

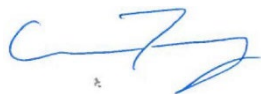
Les états financiers consolidés ci-joints ont été préparés par la direction de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield »), à qui il incombe d'en assurer l'intégrité, l'uniformité, l'objectivité et la fiabilité. Pour assumer cette responsabilité, Énergie Brookfield applique des politiques, 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.

Le chef de la direction,



Connor Teskey

Le 28 février 2022

Le 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 2021 et 2020, 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 2021, 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 2021 et 2020, de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2021, 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 2021, 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 28 février 2022 exprime une opinion sans réserve à son égard.

### **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 2021, le montant des immobilisations corporelles présenté au bilan consolidé s'élevait à 49 432 millions \$. Le montant des réévaluations au titre des immobilisations corporelles comptabilisé à l'état consolidé du résultat global totalisait un profit de 4 573 millions \$, tandis qu'une perte totale de (59) millions \$ a été comptabilisée au compte consolidé de résultat pour l'exercice 2021. Comme il est mentionné aux alinéas g), q)(i) et r)(iii) de la note 1 et à la note 12, « 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, les valeurs finales, 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, les valeurs finales 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 valeurs finales et des taux d'actualisation, ce qui a comporté la prise en considération de taux d'intérêt de référence, de l'emplacement géographique, du type de technologie et du 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, les valeurs finales 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.

### ***Acquisitions importantes***

#### *Description de la question*

Au cours de 2021, la société en commandite a conclu l'acquisition d'un portefeuille éolien en Oregon et d'un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis pour une contrepartie totale de respectivement 744 millions \$ et 684 millions \$. Comme il est mentionné à l'alinéa n) de la note 1 et à la note 3, « Acquisitions », des états financiers consolidés, ces regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter des dates d'acquisition correspondantes.

L'audit des acquisitions susmentionnées 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 les prix futurs de l'électricité, les taux d'actualisation et les volumes de production futurs. 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*

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 acquis. 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 des principales hypothèses susmentionnées et des tests de l'exhaustivité et de l'exactitude des données sous-jacentes. Par exemple, nous avons évalué les volumes de production estimés pour un échantillon d'actifs de production d'énergie en les comparant 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. En outre, nous avons comparé les prix futurs de l'électricité avec les conventions d'achat d'électricité conclues et nous avons apprécié la production moyenne à long terme prévue en corroborant les informations avec des rapports techniques fournis par des tiers et les tendances historiques. 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 aux taux d'actualisation, utilisées dans les modèles de la société en commandite, ce qui a comporté la prise en considération de taux d'intérêt de référence, de l'emplacement géographique, du type de technologie et de fait que l'actif est visé ou non par un contrat, et à effectuer une analyse de sensibilité.

*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 28 février 2022

## 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 2021, 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 2021. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation les contrôles internes des investissements réalisés en 2021, notamment le portefeuille éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW et le portefeuille de production décentralisée aux États-Unis d'une puissance de 360 MW, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, constitue respectivement environ 5 % et 4 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2021, et 5 % des produits pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2021 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 2021. 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 2021.

Le chef de la direction,



Connor Teskey

Le 28 février 2022

Le 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 2021, 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 2021, 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 éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW et du portefeuille de production décentralisée aux États-Unis d'une puissance de 360 MW acquis en 2021, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2021 d'Énergie Brookfield et qui constituait environ respectivement 5 % et 4 % du total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, au 31 décembre 2021 et 5 % des produits 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 éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW et du portefeuille de production décentralisée aux États-Unis d'une puissance de 360 MW acquis en 2021.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (« PCAOB »), les états financiers consolidés de 2021 d'Énergie Brookfield, et notre rapport daté du 28 février 2022 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.R.L./S.E.N.C.R.L.*

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada  
Le 28 février 2022

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

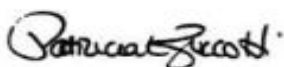
## ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

AUX 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Notes	2021	2020
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	21	764 \$	431 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	22	261	208
Créances clients et autres actifs courants .....	23	1 683	928
Actifs liés à des instruments financiers .....	5	60	62
Montants à recevoir de parties liées.....	29	35	56
Actifs détenus en vue de la vente.....		58	57
		<b>2 861</b>	1 742
Actifs liés à des instruments financiers .....	5	262	407
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	1 107	971
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	12	49 432	44 590
Immobilisations incorporelles .....	13	218	232
Goodwill .....	18	966	970
Actifs d'impôt différé .....	11	197	205
Autres actifs non courants .....	24	824	605
		<b>55 867 \$</b>	49 722 \$
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dettes fournisseurs et autres créiteurs .....	25	779 \$	625 \$
Passifs liés à des instruments financiers.....	5	400	283
Montants à payer à des parties liées.....	29	164	506
Emprunts de la société mère.....	14	—	3
Emprunts sans recours .....	14	1 818	1 026
Provisions .....	28	55	304
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente .....		6	14
		<b>3 222</b>	2 761
Passifs liés à des instruments financiers .....	5	565	668
Emprunts de la société mère.....	14	2 149	2 132
Emprunts sans recours .....	14	17 562	14 921
Passifs d'impôt différé .....	11	6 215	5 515
Provisions .....	26, 28	718	712
Autres passifs non courants .....	27	1 440	1 246
<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.....	15	12 303	11 100
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	15	59	56
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	15	2 894	2 721
Actions échangeables de BEPC .....	15	2 562	2 408
Actions privilégiées .....	15	613	609
Billets subordonnés perpétuels.....	15	592	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	16	881	1 028
Capitaux propres des commanditaires .....	17	4 092	3 845
		<b>23 996 \$</b>	21 767 \$
		<b>55 867 \$</b>	49 722 \$

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	2021	2020	2019
Produits.....	29	4 096 \$	3 810 \$	3 971 \$
Autres produits.....	7	304	128	105
Coûts d'exploitation directs <sup>1</sup> .....	8	(1 365)	(1 274)	(1 263)
Coûts de service de gestion.....	29	(288)	(235)	(135)
Charge d'intérêts.....	14	(981)	(976)	(1 001)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	22	27	29
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers.....	5	(32)	127	(36)
Charge d'amortissement.....	12	(1 501)	(1 367)	(1 271)
Divers.....	9	(307)	(432)	(276)
(Charge) recouvrement d'impôt				
Exigible.....	11	(43)	(66)	(70)
Différé.....	11	29	213	27
		(14)	147	(43)
Résultat net.....		(66) \$	(45) \$	80 \$
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.....	15	209 \$	180 \$	113 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	15	77	62	50
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	15	(135)	(133)	(65)
Actions échangeables de BEPC.....	15	(119)	(49)	—
Actions privilégiées.....	15	26	25	26
Billets subordonnés perpétuels.....	15	12	—	—
Parts de société en commandite privilégiées.....	16	55	54	44
Capitaux propres des commanditaires.....	17	(191)	(184)	(88)
		(66) \$	(45) \$	80 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		(0,69) \$	(0,61) \$	(0,26) \$

<sup>1)</sup> Les coûts d'exploitation directs ne comprennent pas la charge d'amortissement présentée ci-dessous.

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	2021	2020	2019
Résultat net.....		(66) \$	(45) \$	80 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles.....	12	4 573	4 112	2 413
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies.....		30	(1)	(14)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus.....	11	(1 170)	(934)	(488)
(Perte latente) profit latent sur les placements dans des titres de capitaux propres.....	5	3	(1)	35
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	184	12	81
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net.....		3 620	3 188	2 027
Autres éléments du résultat global qui peuvent être reclassés en résultat net.....				
Écart de conversion.....	10	(859)	(840)	(91)
Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie.....	5	(64)	(27)	(18)
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'investissement net.....	5	64	(35)	14
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net.....	5	43	(39)	7
Impôt différé sur les éléments ci-dessus.....	11	(2)	10	6
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	(36)	17	—
Total des éléments qui peuvent être reclassés en résultat net à une date ultérieure.....		(854)	(914)	(82)
Autres éléments du résultat global.....		2 766	2 274	1 945
Résultat global.....		2 700 \$	2 229 \$	2 025 \$
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.....	15	1 048 \$	1 292 \$	1 117 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	15	89	70	57
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	15	444	280	316
Actions échangeables de BEPC.....		394	103	—
Actions privilégiées.....	15	30	37	54
Billets subordonnés perpétuels.....		12	—	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées....	16	55	54	44
Capitaux propres des commanditaires.....	17	628	393	437
		2 700 \$	2 229 \$	2 025 \$

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	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 privilégiées	Actions privilégiées	Billets subordonnés perpétuels	Actions échangeables de BEPC	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	Total des capitaux propres
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 \$
Résultat net.....	(191)	—	—	—	—	—	(191)	55	26	12	(119)	209	77	(135)	(66)
Autres éléments du résultat global.....	—	(116)	938	7	(11)	1	819	—	4	—	513	839	12	579	2 766
Émission de billets subordonnés perpétuels (note 15).....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	592	—	—	—	—	592
Apports en capital (note 15).....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 121	—	—	1 121
Remboursement de capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rachat de parts de société en commandite privilégiées (note 16).....	—	—	—	—	—	—	—	(147)	—	—	—	—	—	—	(147)
Cessions (note 4).....	38	—	(38)	—	—	—	—	—	—	—	—	(395)	—	—	(395)
Distributions ou dividendes déclarés.....	(335)	—	—	—	—	—	(335)	(55)	(26)	(12)	(209)	(810)	(85)	(237)	(1 769)
Régime de réinvestissement des distributions.....	9	—	—	—	—	—	9	—	—	—	—	—	—	—	9
Divers.....	(49)	(6)	(1)	(1)	2	—	(55)	—	—	—	(31)	239	(1)	(34)	118
Variation au cours de l'exercice..	(528)	(122)	899	6	(9)	1	247	(147)	4	592	154	1 203	3	173	2 229
Solde au 31 décembre 2021 .....	(1 516) \$	(842) \$	6 494 \$	— \$	(48) \$	4 \$	4 092 \$	881 \$	613 \$	592 \$	2 562 \$	12 303 \$	59 \$	2 894 \$	23 996 \$
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 de société en commandite privilégiées émises.....	—	—	—	—	—	—	—	195	—	—	—	—	—	—	195
Apports en capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	520	—	—	520
Remboursement de capital.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(147)	—	—	(147)
Cessions.....	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 \$

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 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
Cession.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(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.

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Notes	2021	2020	2019
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net.....		(66) \$	(45) \$	80 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Charge d'amortissement.....	12	1 501	1 367	1 271
(Profit latent) perte latente de change et sur les instruments financiers.....	5	122	(134)	32
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	(22)	(27)	(29)
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	11	(29)	(213)	(27)
Autres éléments sans effet de trésorerie.....		(136)	388	231
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	78	56	16
		<b>1 448</b>	<b>1 392</b>	<b>1 574</b>
Variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées.....		2	59	33
Variation nette des soldes du fonds de roulement.....	30	(716)	(155)	(53)
		<b>734</b>	<b>1 296</b>	<b>1 554</b>
<b>Activités de financement</b>				
Produit tiré des billets à moyen terme.....	14	—	570	449
Remboursement des billets à moyen terme.....	14	—	(304)	(341)
Facilités de crédit de la société mère, montant net.....	14	—	(299)	(422)
Papier commercial, montant net.....	14	(3)	3	—
Produit tiré des emprunts sans recours.....	14	6 877	3 205	4 318
Remboursement des emprunts sans recours.....	14	(3 649)	(3 380)	(3 495)
Remboursement d'obligations locatives.....		(29)	(28)	(31)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	15	1 200	514	705
Remboursements de capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	15	(511)	(147)	(113)
	15, 16,			
Émission de titres de capitaux propres et frais connexes.....	17	592	151	126
Remboursement et rachat d'instruments de capitaux propres.....	16, 17	(153)	—	(1)
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation, aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux billets subordonnés perpétuels.....	15, 16	(900)	(628)	(913)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP et aux actionnaires de Brookfield Renewable Corporation.....	15, 17	(854)	(769)	(684)
Emprunts auprès de parties liées.....		1 188	320	936
Remboursements à des parties liées.....		(1 615)	—	(936)
		<b>2 143</b>	<b>(792)</b>	<b>(402)</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise.....	3	(1 426)	(105)	(983)
Investissement dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	(54)	(23)	(144)
Investissement dans les immobilisations corporelles.....	12	(1 967)	(447)	(460)
Produit tiré de la cession d'actifs, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie cédés.....		827	269	291
Achats d'actifs financiers.....		(58)	(445)	(138)
Produit tiré des actifs financiers.....	5	220	257	145
Liquidités soumises à restrictions et autres.....		(46)	68	78
		<b>(2 504)</b>	<b>(426)</b>	<b>(1 211)</b>
(Perte) profit de change sur la trésorerie.....		(35)	13	(6)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....		<b>338</b>	<b>91</b>	<b>(65)</b>
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente.....		(5)	(12)	(5)
Solde au début de l'exercice.....		431	352	422
Solde à la fin de l'exercice.....		<b>764 \$</b>	<b>431 \$</b>	<b>352 \$</b>
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés.....		870 \$	872 \$	930 \$
Intérêts reçus.....		45 \$	28 \$	19 \$
Impôts sur le résultat payés.....		71 \$	70 \$	72 \$

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 11, série 13 et série 15 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PRE », « 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 de série 17 sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP.PR.A ». Les billets subordonnés perpétuels sont négociés à la Bourse de New York sous les symboles « BEPH » et « BEPI ».

Notes des états financiers consolidés	Page
1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	86
2. Principales filiales	103
3. Acquisitions	103
4. Cession d'actifs	107
5. Gestion des risques et instruments financiers	107
6. Informations sectorielles	119
7. Autres produits	125
8. Coûts d'exploitation directs	126
9. Divers	126
10. Écart de conversion	126
11. Impôts sur le résultat	127
12. Immobilisations corporelles à la juste valeur	129
13. Immobilisations incorporelles	132
14. Emprunts	133
15. Participations ne donnant pas le contrôle	139
16. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	145
17. Capitaux propres des commanditaires	145
18. Goodwill	146
19. Gestion du capital	147
20. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	148
21. Trésorerie et équivalents de trésorerie	149
22. Liquidités soumises à restrictions	149
23. Créances clients et autres actifs courants	149
24. Autres actifs non courants	150
25. Dettes fournisseurs et autres crédeurs	150
26. Provisions	151
27. Autres passifs non courants	151
28. Engagements, éventualités et garanties	151
29. Transactions entre parties liées	154
30. Renseignements supplémentaires	163
31. Filiales faisant appel public à l'épargne	164
32. Événements postérieurs à la date de clôture	165

## 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 2021, 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 28 février 2022 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.

### c) 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 distinctement 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. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres 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 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. Se reporter à la note 29, « 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 r) 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.

#### **d) 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.

#### **e) 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.

## f) 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.

## g) 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 estimées, aux valeurs finales 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 n), « 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 :

	<b>Durée d'utilité estimée</b>
Barrages.....	Jusqu'à 115 ans
Conduites forcées .....	Jusqu'à 60 ans
Usines de pied de barrage.....	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 31 ans au 31 décembre 2021 (32 ans en 2020). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujéti 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 des actifs d'exploitation sont comptabilisés respectivement dans les postes Autres produits et Divers 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.

#### **h) 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 n'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 néant.

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.

### **i) 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.

#### **j) 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.

#### **k) 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 positions de négociation à court terme, sont évalués à la JVAERG. Pour ce qui est des titres de créance évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG »), les profits réalisés et les pertes subies sur les instruments de capitaux propres évalués à la JVAERG ne peuvent pas être recyclés en résultat net. Au moment de la décomptabilisation de l'actif, les profits ou les 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 créditeurs, 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 :

Éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux	Description
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 5, « 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.

## **l) 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 6, « 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 cumulé 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 2021, les produits comptabilisés à un moment précis découlant de la vente de crédits renouvelables s'établissaient à 183 millions \$ (164 millions \$ en 2020 et 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 2021 ont entraîné une diminution des produits de 37 millions \$ (augmentation de 55 millions \$ en 2020 et de 9 millions \$ en 2019).

### **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.

### **m) 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 recouvrés. 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.

### **n) 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.

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

Les actifs 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 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.

## **p) 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 futurs du personnel**

Les prestations de retraite et les avantages futurs du personnel 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 en fonction 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.

**q) 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, aux taux d'inflation futurs, aux taux d'actualisation ainsi qu'aux valeurs finales, comme il est décrit à la note 12, « 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 r) 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 5, « 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.

## **r) 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 g), « 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 2029 en Colombie et d'ici 2025 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 k), « 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 m), « 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.

**s) Normes comptables récemment adoptées**

**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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et dont l'adoption anticipée était permise. Les modifications issues de la phase II offrent d'autres indications pour traiter de questions 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 taux interbancaires offerts (« TIO »), permettant l'application prospective du taux d'intérêt de référence applicable et le recours à la comptabilité de couverture, et introduisant par le fait même une exception selon laquelle les modifications qui doivent être apportées à la désignation formelle et à la documentation des relations de comptabilité 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 n'a pas eu d'incidence importante sur la présentation de l'information financière d'Énergie Brookfield.

**t) Modifications de méthodes comptables futures**

**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.

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

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

Il n'y a à l'heure actuelle aucune modification future aux IFRS susceptible d'avoir une incidence sur Énergie Brookfield.

## 2. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales d'Énergie Brookfield qui avaient une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2021 :

	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.....	Ontario	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	99,70
TerraForm Power Parent, LLC <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 éolien en Oregon

Le 24 mars 2021, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition de la totalité d'un portefeuille de trois centrales éoliennes d'une puissance d'environ 845 MW et de projets de développement d'une puissance d'environ 400 MW (collectivement, le « portefeuille éolien en Oregon ») situés en Oregon, aux États-Unis. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à environ 744 millions \$. Les coûts de transaction, totalisant 6 millions \$, 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. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 25 %.

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 éolien en Oregon se seraient élevés à 183 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

### Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis

Le 31 mars 2021, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % d'une entreprise de production décentralisée (le « portefeuille de production décentralisée aux États-Unis ») regroupant des actifs en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW situés sur environ 600 sites et des actifs en développement d'une puissance de 700 MW, tous aux États-Unis. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à environ 684 millions \$. Les coûts de transaction, totalisant 2 millions \$, 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. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 25 %.

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 production décentralisée aux États-Unis se seraient élevés à 79 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

La répartition du prix d'acquisition, à la juste valeur, au 31 décembre 2021, à l'égard des acquisitions est la suivante :

(EN MILLIONS)	<b>Portefeuille éolien en Oregon<sup>1</sup></b>	<b>Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis</b>	<b>Total</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	1	1	2
Liquidités soumises à restrictions .....	49	5	54
Créances clients et autres actifs courants.....	28	23	51
Immobilisations corporelles .....	1 643	723	2 366
Passifs courants .....	(10)	(6)	(16)
Tranche courante des emprunts sans recours .....	(74)	(7)	(81)
Instruments financiers .....	(16)	—	(16)
Emprunts sans recours.....	(761)	(133)	(894)
Provisions.....	(83)	(16)	(99)
Autres passifs non courants .....	(33)	(23)	(56)
Juste valeur des actifs nets acquis .....	744	567	1 311
Goodwill .....	—	117	117
Prix d'acquisition.....	744	684	1 428

<sup>1)</sup> La répartition du prix d'acquisition était provisoire au 31 décembre 2021.

*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.*

### **Polenergia**

Au cours du premier trimestre de 2021, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'achat d'une participation de 23 % dans une entreprise de production d'énergie renouvelable d'envergure en Pologne (« Polenergia »), relativement à son offre publique d'achat annoncée précédemment avec l'actionnaire majoritaire actuel de l'entreprise, 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 l'entreprise, s'élève à 75 %.

### **Réalisées en 2020**

*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 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 situées en Espagne (collectivement, le « portefeuille de centrales d'ESC 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, est la suivante :

(EN MILLIONS)	<b>Portefeuille de centrales d'ESC en Espagne</b>
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 nets acquis identifiables.....	80
Goodwill .....	41
Prix d'acquisition.....	<u>121 \$</u>

#### **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 des 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 des 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 de TERP 2019 »)

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 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 de TERP 2019 se seraient élevés à 67 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La répartition des prix d'acquisition, à la juste valeur, est la suivante :

(EN MILLIONS)	Portefeuille éolien en Inde	Portefeuille éolien en Chine	Portefeuille PD de TERP 2019	Total
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, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, 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 d'actifs 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 juin 2021, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation et de développement en Irlande d'une puissance de 656 MW. La contrepartie totale s'est élevée à environ 298 millions € (363 millions \$), et la participation d'Énergie Brookfield dans le portefeuille était d'environ 40 %. La vente du portefeuille s'est traduite par un profit sur cession de 165 millions \$ (montant net de 66 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui a été comptabilisé au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat. Par suite de cette cession, la quote-part d'Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 29 millions \$ auparavant classée dans le cumul des autres éléments du résultat global a été reclassée directement dans les capitaux propres et incluse au poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres.

En juin 2021, Énergie Brookfield a conclu la vente d'un portefeuille éolien de développement en Écosse d'une puissance de 271 MW. La contrepartie totale s'est élevée à environ 77 millions £ (108 millions \$), et la participation d'Énergie Brookfield dans le portefeuille était de 100 %. La vente du portefeuille s'est traduite par un profit sur cession de 37 millions \$ (montant net de 37 millions \$ pour Énergie Brookfield) qui a été comptabilisé au poste Autres produits dans les comptes consolidés de résultat.

En août 2021, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 391 MW. La contrepartie totale s'est élevée à environ 392 millions \$ et la participation d'Énergie Brookfield dans le portefeuille se situait dans une fourchette de 20 % à 100 %. La transaction a donné lieu à une perte sur cession de 9 millions \$ (perte nette de 5 millions \$ pour Énergie Brookfield) comptabilisée au poste Divers dans les comptes consolidés de résultat. Par suite de cette cession, la quote-part d'Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 60 millions \$ auparavant classée dans le cumul des autres éléments du résultat global a été reclassée directement dans les capitaux propres et incluse au poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres.

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

(EN MILLIONS)	Note	Portefeuille éolien en Irlande	Portefeuille éolien en Écosse	Portefeuille éolien aux États-Unis	Total
Produit, déduction faite des coûts de transaction.....		358 \$	107 \$	387 \$	852 \$
Valeur comptable des actifs nets détenus en vue de la vente					
Actif.....		582	91	793	1 466
Passif.....		(389)	(21)	(397)	(807)
		193	70	396	659
Profit (perte) sur cession, déduction faite des coûts de transaction.....		165	37	(9)	193
Écart de conversion et couverture de flux de trésorerie, déduction faite des couvertures d'investissement, associées à la cession.....	9	(35)	—	(6)	(41)
Profit total (perte totale) sur cession.....		130 \$	37 \$	(15)\$	152 \$

#### 5. 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>		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Augmentation de 5 % .....	(37) \$	(13) \$	(21) \$	(21) \$	(16) \$	(12) \$
Diminution de 5 %.....	40	14	8	22	16	12

<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, au yuan et au zloty 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>		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Augmentation de 5 % .....	29 \$	10 \$	49 \$	95 \$	73 \$	41 \$
Diminution de 5 %.....	(29)	(7)	(40)	(95)	(72)	(41)

<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 financements 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 sa dette à taux variable, laquelle se limite à certains emprunts sans recours, dont la valeur totale du capital s'élevait à 6 758 millions \$ (5 960 millions \$ en 2020). De ce montant en capital, le taux d'intérêt d'une tranche de 3 493 millions \$ (3 465 millions \$ en 2020) a été fixé à l'aide de contrats sur taux d'intérêt. La juste valeur des actifs et 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>		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Augmentation de 1 % .....	15 \$	37 \$	37 \$	114 \$	122 \$	69 \$
Diminution de 1 %.....	(16)	(38)	(38)	(124)	(129)	(69)

<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 23, « Créances clients et autres actifs courants ».

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

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Créances clients et autres créances à court terme .....	807 \$	792 \$
Créances à long terme	216	108
Actifs liés aux instruments financiers <sup>1</sup> .....	127	139
Montants à recevoir de parties liées <sup>1</sup> .....	177	56
Actif sur contrat <sup>1</sup> .....	445	455
	<u>1 772 \$</u>	<u>1 550 \$</u>

<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 14, « 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 2021 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	779 \$	— \$	— \$	779 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1,2</sup> .....	400	358	207	965
Montants à payer à des parties liées .....	164	34	—	198
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions .....	1	6	13	20
Obligations locatives <sup>1</sup> .....	30	129	305	464
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	—	317	1 839	2 156
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	1 818	6 926	10 608	19 352
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>3</sup> .....	912	2 989	3 987	7 888
Total .....	4 104 \$	10 759 \$	16 959 \$	31 822 \$

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 \$

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

<sup>2)</sup> Comprennent les passifs liés aux financements 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	2021	2020
<b>Actifs évalués à la juste valeur :</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	764 \$	— \$	— \$	764 \$	431 \$
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup> .....	312	—	—	312	283
Actifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup>					
Contrats d'énergie dérivés .....	—	34	21	55	135
Swaps de taux d'intérêt .....	—	40	—	40	—
Swaps de change.....	—	32	—	32	4
Placements dans des titres de créance et de capitaux propres <sup>2</sup> .....	—	95	100	195	175
Immobilisations corporelles .....	—	—	49 432	49 432	44 590
<b>Passifs évalués à la juste valeur :</b>					
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup>					
Contrats d'énergie dérivés .....	—	(184)	(42)	(226)	(33)
Swaps de taux d'intérêt .....	—	(228)	—	(228)	(422)
Swaps de change.....	—	(56)	—	(56)	(94)
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux.....	—	—	(455)	(455)	(402)
Contrepartie éventuelle <sup>3</sup> .....	—	—	(3)	(3)	(1)
<b>Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Emprunts de la société <sup>1</sup> .....	(2 334)	—	—	(2 334)	(2 448)
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	(2 405)	(18 030)	—	(20 435)	(17 991)
<b>Total.....</b>	<b>(3 663) \$</b>	<b>(18 297) \$</b>	<b>49 053 \$</b>	<b>27 093 \$</b>	<b>24 227 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprennent le montant courant et le montant non courant.

<sup>2)</sup> Ne tiennent pas compte de placements dans des titres de créance d'un montant de néant (155 millions \$ en 2020) évalués au coût amorti.

<sup>3)</sup> Se rapporte à des regroupements d'entreprises effectués en 2021 comportant des obligations venant à échéance entre 2022 et 2027.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

## 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)	2021			2020
	Actif	Passif	Actif (passif) net	Actif (passif) net
Contrats d'énergie dérivés.....	55 \$	226 \$	(171) \$	102 \$
Swaps de taux d'intérêt.....	40	228	(188)	(422)
Swaps de change .....	32	56	(24)	(90)
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres.....	195	—	195	330
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux .....	—	455	(455)	(402)
Total.....	322	965	(643)	(482)
Moins : tranche courante.....	60	400	(340)	(221)
Tranche non courante.....	262 \$	565 \$	(303) \$	(261) \$

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	2021	2020
Solde au début de l'exercice .....		(482) \$	(413) \$
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 financements donnant droit à des avantages fiscaux.....	a)	(21)	(12)
(Perte latente) profit latent par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements dans des titres de capitaux propres.....	b)	3	(1)
(Perte latente) par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés.....	c)	(124)	(28)
(Perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés .....	c)	(148)	(4)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt.....	d)	72	(28)
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt.....	d)	96	(57)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de change.....	e)	102	126
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change.....	e)	8	(40)
Acquisitions, règlements et autres.....		(149)	(25)
Solde à la fin de l'exercice.....		(643) \$	(482) \$
Passifs liés à des instruments financiers désignés à la juste valeur par le biais du résultat net :			
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux .....	a)	(455) \$	(402) \$
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)	195 \$	175 \$
Actifs liés à des instruments financiers désignés au coût amorti			
Placements dans des titres de créance.....	b)	— \$	155 \$
Actifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés.....	c)	42 \$	78 \$
Swaps de taux d'intérêt.....	d)	18	—
Swaps de change.....	e)	2	4
		62 \$	82 \$
Actifs dérivés désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés.....	c)	13 \$	57 \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	22	—
Swaps de change .....	e)	30	—
		65 \$	57 \$
Passifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	(130) \$	(32) \$
Swaps de taux d'intérêt.....	d)	(111)	(183)
Swaps de change.....	e)	(8)	(23)
		(249) \$	(238) \$
Passifs dérivés désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés.....	c)	(96) \$	(1) \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	(117)	(239)
Swaps de change .....	e)	(48)	(71)
		(261) \$	(311) \$
Total des instruments financiers, montant net.....		(643) \$	(482) \$

### a) Passifs liés aux financements 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 financements 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 k) « 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 2021, des profits de 25 millions \$ liés aux contrats d'énergie dérivés ont été réalisés et reclassés des autres éléments du résultat global aux comptes consolidés de résultat (55 millions \$ en 2020 et 9 millions \$ en 2019).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2021, des pertes latentes de 72 millions \$ (profit de 19 millions \$ en 2020 et profit de 22 millions \$ en 2019) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglées ou reclassées 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 2021	31 décembre 2020
Valeur comptable (actif/(passif)).....	(83)	56
Montant notionnel, en millions de dollars américains.....	351	376
Montant notionnel (GWh).....	10 022	11 478
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice (\$/MWh).....	35	33
Dates d'échéance.....	2022 - 2027	2021 - 2027
Ratio de couverture.....	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur.....	(124)	17
Variation de la valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture.....	117	(19)

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 2021 se sont élevées à 7 millions \$ (perte de 2 millions \$ en 2020 et néant en 2019).

#### **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 modalités des couvertures de taux d'intérêt correspondent à celles des emprunts à taux fixe correspondants (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.

Des contrats d'une exposition notionnelle totale de 3 437 millions \$ étaient en vigueur au 31 décembre 2021 (3 748 millions \$ en 2020), y compris 789 millions \$ (962 millions \$ en 2020) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture. Le taux d'intérêt fixe moyen pondéré résultant de ces contrats est de 1,5 % (3 % en 2020).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les fluctuations nettes liées aux couvertures de flux de trésorerie réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global à la charge d'intérêts comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat se sont traduites par des pertes de 18 millions \$ (pertes de 12 millions \$ en 2020 et pertes de 22 millions \$ en 2019).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2021, des pertes latentes de 41 millions \$ (34 millions \$ en 2020 et 15 millions \$ en 2019) 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 à partir 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 :

Couvertures de taux d'intérêt	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Valeur comptable (actif/(passif)).....	(95)	(239)
Montant notionnel – \$.....	558	546
Montant notionnel – \$ CA <sup>1</sup> .....	377	342
Montant notionnel – € <sup>1</sup> .....	1 572	1 279
Montant notionnel – COP <sup>1</sup> .....	141	619
Dates d'échéance.....	2022 - 2039	2021 - 2039
Ratio de couverture.....	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur.....	80	(56)
Variation de la valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture.....	(97)	59

<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 2021.

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 2021 était de 17 millions \$ (2 millions \$ en 2020 et 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 2021, des contrats d'une exposition notionnelle totale de 2 701 millions \$ étaient en cours (1 355 millions \$ en 2020), y compris 561 millions \$ (104 millions \$ en 2020) 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 2020 et en 2019). 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 2021	31 décembre 2020
Valeur comptable (actif/(passif)).....	(18)	(71)
Montant notionnel des couvertures du peso colombien <sup>1</sup> .....	676	20
Montant notionnel des couvertures de l'euro <sup>1</sup> .....	571	412
Montant notionnel des couvertures de la livre sterling <sup>1</sup> .....	125	212
Montant notionnel des couvertures du yuan <sup>1</sup> .....	427	294
Montant notionnel des couvertures de la roupie indienne <sup>1</sup> .....	260	230
Montant notionnel des couvertures du réal <sup>1</sup> .....	75	73
Montant notionnel des couvertures d'autres monnaies <sup>1</sup> .....	6	30
Dates d'échéance.....	2022 - 2023	2021 - 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 (COP/\$).....	3 925	3 728
Contrats de change à terme de gré à gré (€/ \$).....	0,87	0,87
Contrats de change à terme de gré à gré (£/\$).....	0,76	0,81
Contrats de change à terme de gré à gré (CNY/\$).....	7,18	7,14
Contrats de change à terme de gré à gré (INR/\$).....	78	76
Contrats de change à terme de gré à gré (R/\$).....	5,73	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 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) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Contrats d'énergie dérivés .....	(38)	—	—
Swaps de taux d'intérêt .....	27	—	—
Swaps de change.....	—	—	2
Montants reclassés en résultat net.....	(3)	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères.....	—	—	(17)
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères.....	—	—	(104)
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres évalués à la JVAERG .....	—	1	—
Incidence fiscale.....	3	—	3
Divers .....	2	—	(6)
Solde au 31 décembre 2021.....	(48) \$	4 \$	(842) \$

## 6. 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 activités d'Énergie Brookfield 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 répartis en fonction de ces secteurs et les informations sectorielles correspondantes des périodes antérieures sont aussi présentées de façon cohérente.

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 fonds provenant des activités. Les fonds provenant des activités ne sont pas une mesure comptable généralement reconnue selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente des fonds provenant des activités utilisés par d'autres entités, ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada (« REALPAC ») et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »).

Énergie Brookfield se sert des 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) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex., l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante sans effet de 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. Énergie Brookfield tient compte des profits et des pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme dans le calcul des fonds provenant des activités afin de fournir des informations supplémentaires à l'égard du rendement cumulatif réalisé sur les 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 résultat net de la période considérée.

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 2021 :

(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.....	804 \$	169 \$	224 \$	370 \$	125 \$	29 \$	32 \$	348 \$	314 \$	— \$	2 415 \$	(163) \$	1 844 \$	4 096 \$
Autres produits.....	27	36	14	27	98	1	—	39	18	41	301	(11)	14	304
Coûts d'exploitation directs.....	(303)	(50)	(79)	(120)	(36)	(7)	(8)	(89)	(118)	(30)	(840)	75	(600)	(1 365)
Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	99	43	142
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(288)	(288)	—	—	(288)
Charge d'intérêts.....	(147)	(16)	(28)	(77)	(19)	(5)	(8)	(111)	(49)	(78)	(538)	29	(472)	(981)
Impôt exigible.....	(1)	(8)	(3)	—	(4)	(1)	(1)	(2)	(3)	—	(23)	3	(23)	(43)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(55)	(55)	—	—	(55)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	(12)	—	—	(12)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(32)	(33)	(65)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(773)	(773)
Fonds provenant des activités.....	380	131	128	200	164	17	15	185	162	(448)	934	—	—	—
Charge d'amortissement.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(922)	38	(617)	(1 501)
Perte de change et sur les instruments financiers.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(129)	(2)	99	(32)
Recouvrement d'impôt différé.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	133	5	(109)	29
Divers.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(384)	14	63	(307)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(55)	—	(55)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	564	564
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(368) \$	— \$	— \$	(368) \$

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 22 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs, 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 209 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, aux actions privilégiées et aux billets subordonnés perpétuels.

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 2020 :

	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										
(EN MILLIONS)	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 des produits, autres produits et charges d'exploitation découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	67	31	98
Coûts de service de gestion.....	562	177	131	196	96	24	25	232	130	41	1 614	—	1 148	(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.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(756)	21	(632)	(1 367)
Perte de change et sur les instruments financiers.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(35)	8	154	127
Charge d'impôt différé.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	175	(6)	44	213
Divers.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(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> .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(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 des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs, 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 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 2019 :

	Attribuable aux porteurs de parts										Total	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										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social				
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 des produits, autres produits et charges d'exploitation découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	27	80
Coûts de service de gestion.....	622	181	144	163	67	28	16	126	87	10	1 444	—	1 449	(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	—	—	(1 271)
Charge d'amortissement.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(643)	13	(641)	(1 271)
Perte de change et sur les instruments financiers.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(30)	(2)	(4)	(36)
Charge d'impôt différé.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30	—	(3)	27
Divers.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(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> .....	(103) \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	(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 des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs, 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 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	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social				Total
Au 31 décembre 2021														
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	41 \$	4 \$	16 \$	30 \$	46 \$	5 \$	6 \$	104 \$	43 \$	245 \$	540 \$	(28) \$	252 \$	764 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	15 188	1 680	2 032	3 286	676	277	266	3 355	2 183	—	28 943	(1 111)	21 600	49 432
Total de l'actif.....	16 322	1 833	2 277	3 665	842	292	342	3 746	2 500	292	32 111	(518)	24 274	55 867
Total des emprunts.....	4 126	261	526	1 628	474	74	195	2 736	996	2 156	13 172	(351)	8 708	21 529
Autres passifs.....	4 499	91	644	771	218	8	52	435	227	303	7 248	(167)	3 261	10 342
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021														
Ajouts d'immobilisations corporelles.....	113	85	130	88	22	10	1	197	31	6	683	(12)	1 576	2 247
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														
Ajouts d'immobilisations corporelles <sup>1</sup> .....	307	65	5	70	29	1	—	146	48	4	675	(17)	310	968

<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)	2021	2020	2019
<b>Hydroélectricité</b>			
Amérique du Nord.....	1 044 \$	1 030 \$	1 123 \$
Brésil.....	177	201	259
Colombie.....	929	874	979
	<b>2 150</b>	<b>2 105</b>	<b>2 361</b>
<b>Énergie éolienne</b>			
Amérique du Nord.....	656	494	474
Europe.....	189	237	273
Brésil.....	109	79	110
Asie.....	120	105	71
	<b>1 074</b>	<b>915</b>	<b>928</b>
<b>Énergie solaire .....</b>	<b>563</b>	<b>539</b>	<b>494</b>
<b>Transition énergétique.....</b>	<b>309</b>	<b>251</b>	<b>188</b>
<b>Total.....</b>	<b>4 096 \$</b>	<b>3 810 \$</b>	<b>3 971 \$</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 2021	31 décembre 2020
États-Unis.....	26 713 \$	22 955 \$
Colombie.....	8 497	8 150
Canada.....	5 534	4 880
Brésil.....	3 860	3 308
Europe .....	4 440	5 417
Asie.....	1 495	851
	<b>50 539 \$</b>	<b>45 561 \$</b>

## 7. AUTRES PRODUITS

Les autres produits d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2021	2020	2019
Intérêts et autre revenu de placement.....	59 \$	47 \$	32 \$
Profit sur une entente de règlement.....	35	61	14
Profit sur cession d'actifs en développement.....	202	10	—
Divers .....	8	10	59
	<b>304 \$</b>	<b>128 \$</b>	<b>105 \$</b>

## 8. 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	2021	2020	2019
Achat de combustible et d'électricité <sup>1, 2</sup> .....		<b>(390)</b>	(348)	(316)
Salaires et avantages du personnel.....		<b>(293)</b>	(270)	(257)
Activités et entretien.....		<b>(285) \$</b>	(256) \$	(288) \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres frais réglementaires.....		<b>(201)</b>	(208)	(202)
Assurance.....	29	<b>(68)</b>	(60)	(55)
Honoraires professionnels.....		<b>(56)</b>	(63)	(53)
Services de commercialisation d'énergie et autres services de tiers....	29	<b>(8)</b>	(4)	(20)
Autres charges.....		<b>(64)</b>	(65)	(72)
		<b><u>(1 365) \$</u></b>	<b><u>(1 274) \$</u></b>	<b><u>(1 263) \$</u></b>

<sup>1)</sup> L'achat de combustible et d'électricité est principalement attribuable à notre portefeuille en Colombie.

<sup>2)</sup> Comprend un montant de 80 millions \$ lié à la tempête hivernale survenue au Texas, qui tient compte du coût d'acquisition d'énergie engagé afin de respecter nos obligations contractuelles associées à nos actifs éoliens qui ne produisaient pas pendant la période en raison des conditions glaciales, déduction faite des activités de couverture.

Les coûts d'exploitation directs ne tiennent pas compte de la charge d'amortissement d'un montant de 1 501 millions \$ (1 367 millions \$ en 2020 et 1 271 millions \$ en 2019).

## 9. DIVERS

Le poste Divers d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre se composait de ce qui suit :

(EN MILLIONS)	Notes	2021	2020	2019
Provisions pour frais juridiques.....	28	<b>(58) \$</b>	(231) \$	— \$
Écart de conversion et couverture de flux de trésorerie, déduction faite des couvertures d'investissement, associés à la cession d'actifs .....	4	<b>(41)</b>	—	—
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles .....		<b>(63)</b>	(101)	(65)
Amortissement des actifs liés à la concession de services.....		<b>(14)</b>	(9)	(20)
Coûts de transaction.....		<b>(8)</b>	(13)	(5)
Perte sur l'extinction de dette .....		—	(12)	(35)
Divers .....		<b>(123)</b>	(66)	(151)
		<b><u>(307) \$</u></b>	<b><u>(432) \$</u></b>	<b><u>(276) \$</u></b>

## 10. 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	2021	2020	2019
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	12	<b>(1 510) \$</b>	(604) \$	49 \$
Goodwill .....	18	<b>(121)</b>	(20)	(10)
Emprunts.....	14	<b>436</b>	(219)	(133)
Passifs et actifs d'impôt différé.....	11	<b>318</b>	35	(32)
Autres actifs et passifs.....		<b>18</b>	(32)	35
		<b><u>(859) \$</u></b>	<b><u>(840) \$</u></b>	<b><u>(91) \$</u></b>

## 11. 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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Recouvrement (charge) d'impôt applicable aux éléments suivants :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée .....	<b>(43) \$</b>	(66) \$	(70) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – naissance et résorption de différences temporaires .....	<b>160</b>	185	78
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales.....	<b>(147)</b>	(7)	1
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales .....	<b>16</b>	35	(52)
	<u><b>29</b></u>	<u>213</u>	<u>27</u>
Total du recouvrement (de la charge) d'impôt.....	<u><b>(14) \$</b></u>	<u>147 \$</u>	<u>(43) \$</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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie.....	<b>3 \$</b>	13 \$	4 \$
Divers.....	<b>(13)</b>	(3)	5
Écart de réévaluation			
Naissance et résorption de différences temporaires .....	<b>(1 003)</b>	(934)	(432)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales .....	<b>(159)</b>	—	(59)
	<u><b>(1 172) \$</b></u>	<u>(924) \$</u>	<u>(482) \$</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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Recouvrement (charge) d'impôt au taux prévu par la loi <sup>1</sup> .....	<b>14 \$</b>	53 \$	(34) \$
Diminution (augmentation) découlant des éléments suivants :			
Diminution (augmentation) des actifs d'impôt non comptabilisés.....	<b>(5)</b>	34	(52)
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur et variation du taux d'imposition.....	<b>(147)</b>	(7)	1
Résultat des filiales imposé à différents taux .....	<b>129</b>	68	38
Divers.....	<b>(5)</b>	(1)	4
Recouvrement (charge) d'impôt au taux effectif.....	<u><b>(14) \$</b></u>	<u>147 \$</u>	<u>(43) \$</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.

Le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à (26,9) % pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (76,6 % en 2020 et 35,0 % en 2019). 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 bénéficiaire 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)	2021	2020	2019
Moins de quatre ans.....	5 \$	5 \$	3 \$
Par la suite.....	138	149	431

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 2019.....	835 \$	(5 060) \$	(4 225) \$
Comptabilisés en résultat net.....	23	4	27
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	11	(491)	(480)
Regroupement 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)
Regroupement d'entreprises.....	30	18	48
Écart de conversion.....	4	31	35
Au 31 décembre 2020.....	1 140	(6 450)	(5 310)
Comptabilisés en résultat net.....	23	6	29
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	8	(1 068)	(1 060)
Regroupement d'entreprises.....	(28)	33	5
Écart de conversion.....	6	312	318
Au 31 décembre 2021.....	1 149 \$	(7 167) \$	(6 018) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 6 082 millions \$ (5 145 millions \$ en 2020 et 4 293 millions \$ en 2019) 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 5 856 millions \$ (5 405 millions \$ en 2020 et 3 633 millions \$ en 2019).

## 12. 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
<b>Immobilisations corporelles à la juste valeur</b>						
Au 31 décembre 2019.....		25 797 \$	9 183 \$	5 501 \$	233 \$	41 714 \$
Ajouts .....		313	88	142	1	544
Transfert des immobilisations en cours.....		139	37	—	1	177
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises .....	3	—	—	661	—	661
Cessions.....		—	(160)	—	—	(160)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		3 152	409	573	(21)	4 113
Écart de conversion.....	10	(693)	(185)	307	(44)	(615)
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.....		28 206	8 797	6 840	149	43 992
Ajouts .....		576	490	78	9	1 153
Transfert des immobilisations en cours.....		118	187	258	1	564
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises .....	3	—	1 643	679	—	2 322
Cessions.....	4	—	(1 208)	—	—	(1 208)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		4 306	(51)	101	73	4 429
Écart de conversion.....	10	(1 133)	(124)	(221)	(9)	(1 487)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur.....		(13)	(19)	(3)	(24)	(59)
Charge d'amortissement.....		(547)	(600)	(343)	(11)	(1 501)
<b>Au 31 décembre 2021.....</b>		<b>31 513 \$</b>	<b>9 115 \$</b>	<b>7 389 \$</b>	<b>188 \$</b>	<b>48 205 \$</b>
<b>Immobilisations en cours.....</b>						
Au 31 décembre 2019.....		218 \$	117 \$	4 \$	2 \$	341 \$
Ajouts .....		161	103	160	—	424
Transferts dans les immobilisations corporelles		(139)	(37)	—	(1)	(177)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur .....		(13)	12	—	—	(1)
Écart de conversion .....	10	(15)	18	8	—	11
Au 31 décembre 2020.....		212	213	172	1	598
Ajouts .....		194	357	575	6	1 132
Transferts dans les immobilisations corporelles		(118)	(187)	(258)	(1)	(564)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises .....	3	—	—	44	—	44
Cessions.....	4	—	(104)	—	—	(104)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur .....		—	17	127	—	144
Écart de conversion .....	10	(10)	(1)	(11)	(1)	(23)
<b>Au 31 décembre 2021.....</b>		<b>278 \$</b>	<b>295 \$</b>	<b>649 \$</b>	<b>5 \$</b>	<b>1 227 \$</b>
<b>Total des immobilisations corporelles à la juste valeur.....</b>						
Au 31 décembre 2020 <sup>2</sup> .....		28 418 \$	9 010 \$	7 012 \$	150 \$	44 590 \$
Au 31 décembre 2021 <sup>2</sup> .....		31 791 \$	9 410 \$	8 038 \$	193 \$	49 432 \$

<sup>1)</sup> Comprend la biomasse et la cogénération.

<sup>2)</sup> Comprend des actifs au titre de droits d'utilisation assujettis à la réévaluation de 69 millions \$ (74 millions \$ en 2020) du secteur hydroélectricité, de 174 millions \$ (185 millions \$ en 2020) du secteur énergie éolienne, de 186 millions \$ (152 millions \$ en 2020) du secteur énergie solaire et de 2 millions \$ (3 millions \$ en 2020) du secteur divers.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'actifs hydroélectriques en exploitation en Colombie d'une puissance de 189 MW. Les participations sont comptabilisées à titre d'acquisitions d'actifs, car elles ne représentent pas un regroupement d'entreprises selon IFRS 3, et comprennent des immobilisations corporelles d'un montant de 536 millions \$ présentées dans les états consolidés de la situation financière à la date d'acquisition. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 24 %.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition de deux portefeuilles éoliens en exploitation en Chine d'une puissance totale de 312 MW. Les participations sont comptabilisées à titre d'acquisitions d'actifs, car elles ne représentent pas un regroupement d'entreprises selon IFRS 3, et comprennent des immobilisations corporelles d'un montant de 495 millions \$ présentées dans les états consolidés de la situation financière à la date d'acquisition. Les participations financières d'Énergie Brookfield s'échelonnent de 14 % à 25 %.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un actif solaire en exploitation en Europe d'une puissance de 12 MW. La participation est comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs, car elle ne représente pas un regroupement d'entreprises selon IFRS 3, et comprend des immobilisations corporelles d'un montant de 94 millions \$ présentées dans les états consolidés de la situation financière à la date d'acquisition. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 64 %.

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est calculée comme il est décrit à la note 1 g), et à la note 1 q) 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 r) 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 exercices finaux utilisés dans l'application de la méthode d'évaluation sont présentés dans le tableau ci-après :

	Amérique du Nord		Colombie		Brésil		Europe	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Taux d'actualisation <sup>1</sup>								
Visés par contrat.....	<b>4,1 % - 4,3 %</b>	4,1 % - 4,5 %	<b>7,9 %</b>	8,1 %	<b>7,2 %</b>	7,3 %	<b>3,9 %</b>	3,0 % - 3,6 %
Non visés par contrat	<b>5,4 % - 5,6 %</b>	5,6 % - 6,0 %	<b>9,2 %</b>	9,4 %	<b>8,5 %</b>	8,6 %	<b>3,9 %</b>	3,6 % - 4,7 %
Taux de capitalisation final <sup>2</sup> .....	<b>4,8 % - 5,1 %</b>	5,8 % - 6,2 %	<b>8,0 %</b>	8,9 %	<b>s. o.</b>	s. o.	<b>s. o.</b>	s. o.
Exercice final <sup>3</sup> .....	<b>2042</b>	2041	<b>2041</b>	2040	<b>2048</b>	2048	<b>2036</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>) L'exercice final des actifs hydroélectriques s'entend de 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)	2021				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation.....	(1 510) \$	(240) \$	(100) \$	(60) \$	(1 910) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation.....	1 690	330	100	60	2 180
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie.....	1 100	410	80	—	1 590
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie ..	(1 100)	(410)	(80)	—	(1 590)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final .....	(390)	(70)	—	—	(460)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final .....	430	70	—	—	500

(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

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 2021, compte tenu du renouvellement de 30 ans non récurrent pour les actifs hydroélectriques touchés, était de 31 ans (32 ans en 2020). 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 2021 :

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 an à 5 ans.....	69 %	51 %	85 %	100 %
6 à 10 ans .....	57 %	7 %	81 %	88 %
Par la suite.....	31 %	1 %	61 %	66 %

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 .....	82 \$	251 000 COP	306 R\$	44 €
11 à 20 ans.....	71	313 000	358	39

<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 .....	77 \$	290 000 COP	282 R\$	34 €
11 à 20 ans.....	114	439 000	345	39

<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 2025 à 2035. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 173 millions \$ (236 millions \$ en 2020).

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)	2021	2020
Hydroélectricité.....	11 135 \$	11 330 \$
Énergie éolienne.....	7 719	6 625
Énergie solaire.....	6 467	5 583
Divers <sup>1</sup> .....	155	175
	<b>25 476 \$</b>	<b>23 713 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprend la biomasse et la cogénération.

### 13. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des immobilisations incorporelles :

(MILLIONS)	Total
Solde au 31 décembre 2019	241 \$
Charge d'amortissement <sup>1</sup>	(9)
Solde au 31 décembre 2020	232
Charge d'amortissement <sup>1</sup>	(14)
Solde au 31 décembre 2021	218 \$

<sup>1)</sup> Compris au poste Divers des comptes consolidés de résultat.

Les immobilisations incorporelles se rapportent à certaines centrales de production d'énergie exploitées dans le cadre d'accords de concession de services en Amérique du Sud. Nous tirons principalement profit d'un accord de concession proposé par le gouvernement et d'une CAÉ à long terme conclue 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 2033 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 33 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (35 millions \$ en 2020 et 36 millions \$ en 2019).

## 14. 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 2021				31 décembre 2020			
	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.	5	— \$	— \$	s. o.	4	— \$	— \$
Papier commercial.....	s. o.	s. o.	—	—	0,4	< 1	3	3
Billets à moyen terme :								
Série 4 (150 \$ CA) .....	5,8	15	118	154	5,8	16	118	160
Série 9 (400 \$ CA) .....	3,8	3	317	334	3,8	4	314	348
Série 10 (500 \$ CA) ...	3,6	5	396	421	3,6	6	392	441
Série 11 (475 \$ CA) ...	4,3	7	376	419	4,3	8	373	442
Série 12 (475 \$ CA) ...	3,4	8	376	399	3,4	9	373	420
Série 13 (300 \$ CA) ...	4,3	28	237	275	4,3	29	236	287
Série 14 (425 \$ CA) ..	3,3	29	336	332	3,3	30	334	347
	<b>3,9</b>	<b>13</b>	<b>2 156</b>	<b>2 334</b>	<b>3,9</b>	<b>14</b>	<b>2 140</b>	<b>2 445</b>
Total des emprunts de la société mère.....			<b>2 156</b>	<b>2 334 \$</b>			<b>2 143</b>	<b>2 448 \$</b>
Ajouter : primes non amorties <sup>1)</sup> .....			3				3	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>1)</sup> ...			(10)				(11)	
Déduire : tranche courante.....			—				(3)	
			<b>2 149 \$</b>				<b>2 132 \$</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)	2021	2020
Emprunts de la société mère		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice.....	(11) \$	(7) \$
Autres coûts de financement.....	—	(5)
Amortissement des coûts de financement.....	1	1
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice.....	<b>(10) \$</b>	<b>(11) \$</b>

#### Facilités de crédit

Au 31 décembre 2021, aucun papier commercial d'Énergie Brookfield n'était en circulation (3 millions \$ en 2020).

Au premier trimestre de 2021, Énergie Brookfield a prolongé de deux ans, jusqu'en juin 2026, les facilités de crédit de la société mère et a relevé leur plafond de 225 millions \$.

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 28, « 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>2021</u>	<u>2020</u>
Facilités de crédit de la société mère et des parties liées autorisées <sup>1</sup> .....	<b>2 375 \$</b>	2 150 \$
Emprunts effectués aux termes des facilités de crédit de la société mère <sup>1,2</sup> .....	<b>(24)</b>	—
Facilité de lettres de crédit autorisée .....	<b>400</b>	400
Lettres de crédit émises.....	<b>(289)</b>	(300)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère .....	<b><u>2 462 \$</u></b>	<b><u>2 250 \$</u></b>

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

<sup>2)</sup> Se rapportent à des lettres de crédit émises sur les facilités de crédit de la société mère d'Énergie Brookfield totalisant 1 975 millions \$.

### *Billets à moyen terme*

Les emprunts de la société mère sont des obligations contractées par une filiale de financement d'Énergie Brookfield, soit Brookfield Renewable Partners ULC (« Finco ») (se reporter à la note 31, « 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.

### **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 selon 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, ou le taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. Les emprunts sans recours en Colombie sont composés de taux fixes et de taux variables indexés sur l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de Banco Central de Colombia, et sur 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 sur le 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 »).

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022, le taux Sterling Overnight Index Average (« SONIA ») a remplacé le TIOL en livres sterling et le taux en euros à court terme (« €STR ») a remplacé le TIOL en euros. Il est également prévu que le taux Secured Overnight Financing Rate (« SOFR ») remplacera le TIOL en dollars américains d'ici le 30 juin 2023. Au 31 décembre 2021, ces réformes n'ont 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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	Moyenne pondérée				Moyenne pondérée			
	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années) <sup>4</sup>	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Emprunts sans recours <sup>1</sup>								
Hydroélectricité <sup>2</sup> .....	4,9	11	8 541 \$	9 008 \$	4,8	9	6 989 \$	7 853 \$
Énergie éolienne .....	4,4	8	4 767	5 059	4,3	10	4 324	4 785
Énergie solaire.....	4,1	13	4 303	4 561	3,6	12	3 684	4 247
Transition énergétique.....	3,2	8	1 741	1 807	3,8	11	1 009	1 106
Total.....	4,5	10	19 352	20 435 \$	4,3	10	16 006	17 991 \$
Ajouter : primes non amorties <sup>3</sup> .....			160				63	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>3</sup> ...			(132)				(122)	
Déduire : tranche courante.....			(1 818)				(1 026)	
			17 562 \$				14 921 \$	

<sup>1)</sup> Comprennent un montant de 30 millions \$ (15 millions \$ en 2020) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield.

<sup>2)</sup> Comprennent un montant de 51 millions \$ (néant en 2020) à rembourser à une entreprise associée de Brookfield. Se reporter à la note 29, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

<sup>3)</sup> Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

<sup>4)</sup> Compte non tenu des financements temporaires, la durée moyenne pondérée totale est de 11 ans.

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)	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	750 \$	871 \$	769 \$	607 \$	843 \$	4 701 \$	8 541 \$
Énergie éolienne .....	422	804	290	296	561	2 394	4 767
Énergie solaire.....	537	439	215	192	320	2 600	4 303
Transition énergétique.....	109	511	118	47	43	913	1 741
	1 818 \$	2 625 \$	1 392 \$	1 142 \$	1 767 \$	10 608 \$	19 352 \$

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)	2021	2020
Emprunts sans recours		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice .....	(122) \$	(119) \$
Autres coûts de financement .....	(40)	(17)
Amortissement des coûts de financement.....	21	9
Écart de conversion et autres.....	9	5
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice.....	(132) \$	(122) \$

Le tableau suivant présente la variation des primes non amorties des emprunts sans recours pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Emprunts sans recours		
Primes non amorties au début de l'exercice .....	<b>63 \$</b>	92 \$
Primes additionnelles.....	<b>103</b>	4
Amortissement des primes.....	<b>(13)</b>	5
Écart de conversion et autres.....	<b>7</b>	(38)
Primes non amorties à la fin de l'exercice .....	<b><u>160 \$</u></b>	<b><u>63 \$</u></b>

Au premier trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 180 milliards COP (48 millions \$). L'emprunt, divisé en deux tranches, porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge moyenne de 1,09 %, et vient à échéance en mars 2023.

Au premier trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 400 millions \$ relatif à l'acquisition d'un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux d'intérêt applicable, majoré de 1 %, et vient à échéance en 2023.

Au premier trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 100 millions \$ relatif à l'acquisition d'un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux d'intérêt applicable, majoré de 2 %, et vient à échéance en 2024.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 1,5 milliard R\$ (300 millions \$) visant un projet de développement d'énergie solaire au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 5,2 %, et vient à échéance en 2045.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 350 millions R\$ (70 millions \$) visant un projet de développement d'énergie solaire au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 1,59 %, et vient à échéance en 2022.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 600 milliards COP (159 millions \$) en Colombie. L'emprunt est composé d'une obligation portant intérêt à un taux fixe de 6,49 % venant à échéance en 2026, d'une obligation portant intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 3,35 % venant à échéance en 2029 et d'une obligation portant intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 4,45 % venant à échéance en 2041.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 85 milliards COP (23 millions \$) en Colombie. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 2,69 %, et vient à échéance en 2031.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 164 millions \$ visant un projet de rééquipement de centrales éoliennes aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 1,125 %, et vient à échéance en 2022.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 263 millions \$ visant un projet de rééquipement de centrales éoliennes aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 1,75 %, et vient à échéance en 2025.

Au cours du deuxième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 198 millions \$ CA (159 millions \$) visant un portefeuille d'énergie solaire au Canada. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 1,25 %, et vient à échéance en 2035.

Au cours du troisième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 25 millions \$ CA (20 millions \$) visant un portefeuille hydroélectrique au Canada. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 5,28 %, et vient à échéance en 2026.

Au cours du troisième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 512 millions € (593 millions \$) visant un portefeuille d'énergie solaire en Europe. Une tranche de l'emprunt porte intérêt au taux fixe moyen de 2,4 % et vient à échéance entre 2037 et 2038, et l'autre tranche porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 1,6 % et augmentant de 0,20 % tous les cinq ans par la suite, et vient à échéance en 2031.

Au cours du troisième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 200 millions R\$ (37 millions \$) visant un portefeuille hydroélectrique au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 2,33 %, et vient à échéance en 2027.

Au troisième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement d'entreprise de 590 milliards COP (155 millions \$) en Colombie. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 2,75 %, et vient à échéance en 2031.

Au cours du troisième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu une entente à l'égard d'une facilité de lettres de crédit garantie d'un montant de 650 millions R\$ (120 millions \$) visant un projet de développement d'énergie solaire au Brésil.

Au cours du troisième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 361 millions CNY (56 millions \$) visant une centrale éolienne en Chine. L'emprunt porte intérêt au taux fixe de 4,9 % et vient à échéance en 2036.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 200 millions CNY (31 millions \$) visant une centrale éolienne en Chine. L'emprunt porte intérêt au taux fixe de 4,9 % et vient à échéance en 2038.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 862 millions CNY (134 millions \$) visant notre participation dans un portefeuille d'énergie éolienne en Chine. L'emprunt porte intérêt au taux fixe de 4,9 % et vient à échéance en 2036.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 740 milliards COP (185 millions \$) visant notre participation dans un portefeuille d'énergie hydroélectrique en Colombie. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 2,5 % et de 2,8 %, et vient à échéance respectivement en 2028 et en 2031.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 245 millions £ (332 millions \$) visant notre participation dans une centrale d'accumulation par pompage en Europe. L'emprunt, divisé en deux tranches, porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 2,50 % et augmentant de 2,75 % après cinq ans, et vient à échéance en 2028.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 395 millions € (457 millions \$) visant notre participation dans un portefeuille d'énergie solaire en Europe. L'emprunt, divisé en deux tranches, porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 1,55 % et augmentant de 1,75 % après cinq ans, et vient à échéance respectivement entre 2031 et 2035.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 66 millions € (76 millions \$) visant notre participation dans un portefeuille d'énergie solaire en Europe. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 0,85 % et augmentant d'une moyenne de 0,45 % tous les trois mois par la suite, et vient à échéance en 2022.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 25 millions \$ CA (20 millions \$) visant notre participation dans une centrale éolienne au Canada. L'emprunt porte intérêt à un taux fixe de 3,54 % et vient à échéance en 2030.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 1 140 millions \$ CA (900 millions \$) visant notre participation dans une centrale hydroélectrique au Canada. L'emprunt porte intérêt au taux fixe moyen de 4,1 % et vient à échéance en 2061.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a convenu de modifier la facilité de crédit renouvelable de 29 millions \$

visant notre participation dans une centrale d'accumulation par pompage aux États-Unis en prolongeant l'échéance jusqu'en octobre 2023.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 200 millions \$ visant notre participation dans un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux applicable, majoré de 1,875 %, et vient à échéance en 2024.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 18 millions \$ visant notre participation dans un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux applicable, majoré de 6,5 %, et vient à échéance en 2031.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 400 millions R\$ (74 millions \$) visant un portefeuille regroupant des technologies diverses dans le cadre de nos activités au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux applicable, majoré de 1,3 %, et vient à échéance en 2028.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement de 250 millions R\$ (46 millions \$) visant notre participation dans une centrale solaire au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux variable applicable, majoré de 1,7 %, et vient à échéance en 2023.

Au quatrième trimestre de 2021, Énergie Brookfield a conclu un financement s'établissant à 13 800 millions INR (186 millions \$) visant notre participation dans un portefeuille d'énergie solaire en Inde. Une tranche des emprunts porte intérêt au taux fixe de 7,55 % et augmentant à 8,25 % après 3 ans, et vient à échéance en 2038, et l'autre tranche porte intérêt au taux variable applicable, majoré d'une marge de 8,55 % et diminuant à 8,25 % après juin 2022, et vient à échéance en 2038.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a augmenté sa facilité de crédit renouvelable visant les activités aux États-Unis de 350 millions \$, pour la porter à 500 millions \$.

### 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 <sup>1</sup>	Sans effet de trésorerie			31 décembre
			Acquisition	Cession	Divers <sup>2,3</sup>	
<b>2021</b>						
Emprunts de la société mère.....	2 135 \$	(3)	—	—	17	2 149 \$
Emprunts sans recours...	15 947 \$	3 177	869	(646)	33	19 380 \$
<b>2020</b>						
Emprunts de la société mère.....	2 100 \$	(30)	—	—	65	2 135 \$
Emprunts sans recours <sup>4</sup> ..	15 200 \$	(155)	475	—	427	15 947 \$

<sup>1)</sup> Compte non tenu des flux de trésorerie nets provenant des activités de financement s'élevant à 51 millions \$ ((20) millions \$ en 2020) se rapportant aux passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux comptabilisés dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie.

<sup>2)</sup> Comprennent le change et l'amortissement de la prime et des coûts de financement non amortis.

<sup>3)</sup> Comprennent des emprunts sans recours d'un montant de 358 millions \$ (20 millions \$ en 2020) pris en charge dans le cadre d'acquisitions d'actifs.

<sup>4)</sup> Comprennent un ajustement de 247 millions \$ lié au rachat du contrat de location d'une centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW.

## 15. 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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	<b>12 303 \$</b>	11 100 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	<b>59</b>	56
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	<b>2 894</b>	2 721
Actions échangeables de BEPC .....	<b>2 562</b>	2 408
Actions privilégiées .....	<b>613</b>	609
Billets subordonnés perpétuels .....	<b>592</b>	—
	<b><u>19 023 \$</u></b>	<b><u>16 894 \$</u></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 Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	Brookfield Infrastructure Fund III	Brookfield Infrastructure 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 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 <sup>1</sup> .....	(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 <sup>1</sup> .....	(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
Résultat net.....	5	43	(16)	38	4	16	113	1	—	5	209
Autres éléments du résultat global.....	(122)	445	196	150	163	28	(107)	—	—	86	839
Apports en capital.....	—	6	10	924	—	—	—	—	—	181	1 121
Cessions.....	(181)	(214)	—	—	—	—	—	—	—	—	(395)
Distributions <sup>1</sup> .....	(18)	(32)	(350)	(114)	(25)	(8)	(215)	(1)	—	(47)	(810)
Divers.....	(1)	11	155	2	205	(1)	—	(1)	—	(131)	239
Au 31 décembre 2021.....	685 \$	2 253 \$	3 618 \$	1 410 \$	974 \$	132 \$	2 442 \$	13 \$	— \$	776 \$	12 303 \$
Participations détenues par des tiers ...	75 % - 78 %	43 % - 60 %	23 % - 71 %	75 %	50 %	25 %	53 %	0,3 %	— %	0,3 % - 50 %	

<sup>1)</sup> Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont chiffrées à 810 millions \$ (551 millions \$ en 2020 et 844 millions \$ en 2019).

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 % - 78 %	43 % - 60 %	69 % - 71 %	75 %	50 %	25 %	76 %	36 %	0,3 % - 74 %	
Établissement .....	États-Unis, Brésil	États-Unis, Brésil, Europe	États-Unis, Brésil, Europe, Inde, Chine	États-Unis, 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 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>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
<b>Exercice clos le 31 décembre 2021 :</b>										
Produits .....	137 \$	302 \$	195 \$	316 \$	81 \$	136 \$	929 \$	1 239 \$	19 \$	3 354 \$
Résultat net .....	7	64	1	50	10	62	214	(245)	66	229
Total du résultat global .....	(161)	895	348	252	329	173	11	(243)	187	1 791
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle .....	5	43	2	38	4	16	162	(109)	48	209
<b>Au 31 décembre 2021 :</b>										
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	1 053 \$	5 578 \$	2 861 \$	4 440 \$	2 417 \$	1 129 \$	8 497 \$	10 867 \$	321 \$	37 163 \$
Total de l'actif .....	1 087	5 673	3 510	5 460	2 741	1 040	9 498	11 939	374	41 422
Total des emprunts .....	179	1 331	1 048	2 768	516	507	2 224	6 902	93	15 568
Total du passif .....	205	1 552	1 180	3 356	576	511	4 896	8 916	151	21 343
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle .....	685	2 253	1 658	1 410	1 029	132	3 493	1 344	299	12 303

<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 2021 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*

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, 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 26,0 % 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 2021, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 16 071 actions échangeables de BEPC (136 517 actions échangeables de BEPC au 31 décembre 2020) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite, pour un coût total de 1 million \$ (2 millions \$ au 31 décembre 2020). 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 2021, 194 487 939 parts de société en commandite rachetables/échangeables (194 487 939 parts au 31 décembre 2020), 172 203 342 actions échangeables de BEPC (172 180 417 actions au 31 décembre 2020) et 3 977 260 parts de participation de commandité (3 977 260 parts au 31 décembre 2020) étaient en circulation.

En décembre 2021, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite et ses actions échangeables de BEPC en circulation. Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à concurrence de 13 750 520 parts de société en commandite et 8 610 184 actions échangeables de BEPC, soit 5 % des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC émises et en circulation. Les offres viendront à échéance le 15 décembre 2022, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Aucune part de société en commandite ni action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2021	2020	2019
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	5 \$	5 \$	5 \$
Distributions incitatives.....	80	65	50
	85	70	55
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	237	250	268
Actions échangeables de BEPC détenues par			
Brookfield.....	53	42	—
Porteurs d’actions externes.....	156	74	—
Total des actions échangeables de BEPC.....	209	116	—
	531 \$	436 \$	323 \$

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)	2021	2020	2019
<b>Pour les exercices clos les 31 décembre :</b>			
Produits.....	4 096 \$	3 810 \$	3 971 \$
Résultat net.....	(66)	(45)	80
Résultat global.....	2 700	2 229	2 025
Résultat net attribuable aux éléments suivants <sup>1</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	77	62	50
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(135)	(133)	(65)
Actions échangeables de BEPC.....	(119)	(49)	—
<b>Aux 31 décembre :</b>			
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	49 432 \$	44 590 \$	
Total de l’actif.....	55 867	49 722	
Total des emprunts.....	21 529	18 082	
Total du passif.....	31 871	27 955	
Valeur comptable des éléments suivants <sup>2</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	59	56	
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	2 894	2 721	

<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, 172,2 millions et 274,9 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 139,9 millions et 271,1 millions en 2020 et 4,0 millions, 194,5 millions, néant et 268,3 millions en 2019).

<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 275,1 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 172,2 millions et 274,8 millions en 2020).

### 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 cumulatif des dividendes (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2021	2020	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Série 1 (136 \$ CA)....	6,85	3,1	avril 2025	4 \$	3 \$	135 \$	134 \$
Série 2 (113 \$ CA) <sup>1</sup> ...	3,11	2,8	avril 2025	2	3	62	62
Série 3 (249 \$ CA)....	9,96	4,4	juillet 2024	9	8	197	195
Série 5 (103 \$ CA)....	4,11	5,0	avril 2018	4	4	81	81
Série 6 (175 \$ CA)....	7,00	5,0	juillet 2018	7	7	138	137
	<u>31,03</u>			<u>26 \$</u>	<u>25 \$</u>	<u>613 \$</u>	<u>609 \$</u>

<sup>1)</sup> Le taux de dividende correspond à la distribution annualisée fondée sur le taux variable trimestriel le plus récent.

Les distributions versées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont chiffrées à 26 millions \$ (25 millions \$ en 2020 et 26 millions \$ en 2019).

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 2021, aucune des actions privilégiées de catégorie A, séries 5 ou 6, 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 2021, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2022 ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, 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 2021 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

### Billets subordonnés perpétuels

En avril 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'un capital de 350 millions \$ à un taux fixe de 4,625 %.

En décembre 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'un capital de 260 millions \$ à un taux fixe de 4,875 %.

Les billets subordonnés perpétuels ne sont assortis d'aucune date d'échéance et sont remboursés en cas de défaut de paiement. Ils confèrent à Énergie Brookfield le droit, à son gré, de reporter les intérêts (en totalité ou en partie) jusqu'à la liquidation d'actifs en cas de défaut de paiement. Les billets subordonnés perpétuels sont classés comme une catégorie distincte de participations ne donnant pas le contrôle dans l'état consolidé de la situation financière d'Énergie Brookfield, conformément à IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. La charge d'intérêts de 12 millions \$ engagée sur les billets subordonnés perpétuels au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 (néant en 2020 et néant en 2019) est présentée à titre de distributions dans l'état consolidé des variations des capitaux propres. La valeur comptable des billets subordonnés perpétuels, déduction faite des coûts de transaction, était de 592 millions \$ au 31 décembre 2021 (néant en 2020).

Les distributions versées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établies à 9 millions \$ (néant en 2020 et néant en 2019).

## 16. 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 cumulatif des dividendes (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2021	2020	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Série 5 (72 \$ CA).....	2,89	5,59	avril 2018	3 \$	3 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)....	7,00	5,50	janvier 2026	8	7	128	128
Série 9 (200 \$ CA)....	—	5,75	juillet 2021	5	9	—	147
Série 11 (250 \$ CA)...	10,00	5,00	avril 2022	10	9	187	187
Série 13 (250 \$ CA) ..	10,00	5,00	avril 2023	10	9	196	196
Série 15 (175 \$ CA) ..	7,00	5,75	avril 2024	8	8	126	126
Série 17 (200 \$).....	8,00	5,25	mars 2025	11	9	195	195
	<b>44,89</b>			<b>55 \$</b>	<b>54 \$</b>	<b>881 \$</b>	<b>1 028 \$</b>

Au 31 décembre 2021, aucune part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5, n'avait été rachetée.

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

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a procédé au rachat de toutes les parts de société en commandite privilégiées, série 5, en circulation en contrepartie de 73 millions \$ CA, soit 25,25 \$ CA par part de société en commandite privilégiée.

Les distributions versées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établies à 55 millions \$ (52 millions \$ en 2020 et 43 millions \$ en 2019).

### *Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A – offre publique de rachat dans le cours normal des activités*

En juillet 2021, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2022, ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield 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 2021, aucune action n'a été rachetée.

## 17. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

### *Capitaux propres des commanditaires*

Au 31 décembre 2021, 275 084 265 parts de société en commandite étaient en circulation (274 837 890 parts de société en commandite en 2020), dont 68 749 416 parts de société en commandite étaient détenues par Brookfield (68 749 416 parts de société en commandite en 2020). Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, 230 304 parts de société en commandite (182 966 parts de société en commandite en 2020) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de 9 millions \$ (6 millions \$ en 2020).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 16 071 actions échangeables de BEPC (136 517 actions en 2020) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur totale de moins de 1 million \$ (2 millions \$ en 2020).

Au 31 décembre 2021, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management, soit 308 051 190 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, représentait environ 48,0 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 52,0 %, est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait au 31 décembre 2021 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 commandité de 1 % dans BRELP et une participation directe de 26 % dans les actions échangeables de BEPC.

En décembre 2021, 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 13 750 520 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 2022, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Aucune part de société en commandite n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020.

### Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Brookfield .....	84 \$	98 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes.....	<u>251</u>	<u>251</u>
	<u>335 \$</u>	<u>349 \$</u>

En février 2022, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,28 \$ 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 à verser en mars 2022.

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont établies à 325 millions \$ (349 millions \$ en 2020 et 363 millions \$ en 2019).

## 18. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Note	Total
Solde au 31 décembre 2019 .....		949 \$
Acquis dans le cadre d'une acquisition .....	3	41
Écart de conversion.....		<u>(20)</u>
Solde au 31 décembre 2020 .....		970
Acquis dans le cadre d'une acquisition .....	3	117
Écart de conversion.....		<u>(121)</u>
Solde au 31 décembre 2021 .....		<u>966 \$</u>

Au 31 décembre 2021, le goodwill associé au secteur hydroélectricité s'établissait à 676 millions \$ et découlait 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, selon 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 2021, Énergie Brookfield a effectué un test de dépréciation au niveau où le goodwill fait l'objet d'un suivi par la direction. Énergie Brookfield n'a décelé aucune dépréciation du goodwill. Dans le cadre de ce test de dépréciation, la direction a retranché 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 goodwill résiduel n'était pas important par rapport au solde total et a été affecté à des actifs éoliens et solaires en Espagne (respectivement 67 millions \$ et 106 millions \$) ainsi qu'à un portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation et en développement aux États-Unis d'une puissance de 360 MW dans le secteur transition énergétique (117 millions \$).

## **19. 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 2021, ces ratios étaient de respectivement 8 % et 33 % (respectivement 6 % et 27 % en 2020).

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 2021, qui était la même au cours de l'exercice 2020, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	Siège social		Données consolidées	
	2021	2020	2021	2020
Papier commercial <sup>1</sup> .....	— \$	3 \$	— \$	3 \$
Dette				
Billets à moyen terme <sup>2</sup> .....	2 156	2 140	2 156	2 140
Emprunts sans recours <sup>3</sup> .....	—	—	19 352	16 006
	<b>2 156</b>	2 140	<b>21 508</b>	18 146
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>4</sup> .....	—	—	6 018	5 310
Capitaux propres				
Participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	12 303	11 100
Actions privilégiées .....	613	609	613	609
Billets subordonnés perpétuels .....	592	—	592	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées <sup>5</sup> .....	881	1 028	881	1 028
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts .....	9 607	9 030	9 607	9 030
Total de la structure du capital .....	<b>13 849 \$</b>	12 807 \$	<b>51 522 \$</b>	45 223 \$
Ratio d'endettement .....	16 %	17 %	42 %	40 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) <sup>6</sup> .....	8 %	6 %	33 %	27 %

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

<sup>3</sup> Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 30 millions \$ (15 millions \$ en 2020) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 132 millions \$ (122 millions \$ en 2020), et des primes non amorties de 160 millions \$ (63 millions \$ en 2020).

<sup>4</sup> Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé.

<sup>5</sup> Après la clôture de l'exercice, le 31 janvier 2021, Énergie Brookfield a racheté des parts privilégiées, série 5, d'un montant de 72 millions \$ CA.

<sup>6</sup> Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

## 20. 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)	2021	2020	2019
Solde au début de l'exercice .....	971 \$	937 \$	684 \$
Participation .....	57	42	144
Remboursement de capital .....	(8)	(19)	—
Quote-part du résultat net .....	22	27	29
Quote-part des autres éléments du résultat global .....	148	29	81
Dividendes reçus .....	(78)	(56)	(16)
Écart de conversion et autres .....	(5)	11	15
Solde à la fin de l'exercice .....	<b>1 107 \$</b>	971 \$	937 \$

## 21. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Trésorerie .....	759 \$	422 \$
Dépôts à court terme.....	5	9
	<u>764 \$</u>	<u>431 \$</u>

## 22. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Activités.....		167 \$	129 \$
Obligations liées au crédit .....		95	119
Dépenses d'investissement et projets de développement .....		50	35
Total .....		312	283
Moins : tranche non courante .....	24	(51)	(75)
Tranche courante .....		<u>261 \$</u>	<u>208 \$</u>

## 23. 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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Créances clients.....	629 \$	614 \$
Dépôts affectés en garantie <sup>1</sup> .....	434	1
Charges payées d'avance et créances diverses.....	354	64
Stocks.....	31	26
Impôts à recevoir .....	39	15
Autres créances à court terme.....	139	162
Tranche courante de l'actif sur contrat .....	57	46
	<u>1 683 \$</u>	<u>928 \$</u>

<sup>1)</sup> Les dépôts affectés en garantie sont associés à des contrats d'énergie dérivés qu'Énergie Brookfield conclut en vue de réduire son exposition aux prix de l'électricité sur les marchés de gros au moment de la vente future de sa production non visée par contrat, conformément à la stratégie de gestion des risques d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2021, 82 % des créances clients étaient non échues (84 % en 2020). Énergie Brookfield ne s'attend pas à ce que la recouvrabilité de ces montants soit un enjeu. Par conséquent, aux 31 décembre 2021 et 2020, 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.

## 24. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Les autres actifs non courants d'Énergie Brookfield se présentaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Notes	2021	2020
Actif sur contrat.....		388 \$	409 \$
Créances à long terme.....		216	108
Montants à recevoir de parties liées.....	29	142	6
Liquidités soumises à restrictions.....	22	51	75
Divers.....		27	7
		<u>824 \$</u>	<u>605 \$</u>

Aux 31 décembre 2021 et 2020, 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 29, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

## 25. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créateurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2021	2020
Créditeurs liés aux activités d'exploitation.....	312 \$	270 \$
Dettes fournisseurs.....	208	127
Intérêts à payer sur les emprunts.....	116	106
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 les actions privilégiées, distributions à payer sur les billets subordonnés perpétuels et dividendes à payer sur les actions échangeables de BEPC <sup>1</sup> .....	54	46
Tranche à court terme des obligations locatives.....	30	33
Divers.....	59	43
	<u>779 \$</u>	<u>625 \$</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.

## 26. PROVISIONS

Le tableau ci-dessous présente la variation des passifs relatifs au démantèlement de la société :

(EN MILLIONS)	2021	2020
Solde au début de l'exercice.....	645 \$	504 \$
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	99	23
Cession.....	(12)	—
Désactualisation.....	13	17
Modification d'estimations.....	(69)	94
Écart de conversion.....	(8)	7
Solde à la fin de l'exercice.....	668 \$	645 \$

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 2055. 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 28, « Engagements, éventualités et garanties ».

## 27. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2021	2020
Passifs sur contrat.....	635 \$	602 \$
Obligations locatives.....	434	405
Passifs réglementaires <sup>1</sup> .....	130	3
Obligations au titre des prestations de retraite.....	77	98
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions.....	10	11
Montants à payer à des parties liées.....	34	11
Divers.....	120	116
	1 440 \$	1 246 \$

<sup>1)</sup> Les passifs réglementaires sont associés aux mécanismes de réglementation des tarifs de certains actifs d'Énergie Brookfield en Espagne.

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 24, « Autres actifs non courants », pour de plus amples renseignements sur les soldes des contrats d'Énergie Brookfield. Se reporter à la note 29, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

## 28. 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 2021, Énergie Brookfield avait pris des engagements au titre des dépenses d'investissement en cours

totalisant 699 millions \$ (574 millions \$ en 2020). De ce montant, une tranche de 669 millions \$ (405 millions \$ en 2020) est exigible dans moins d'un an, une tranche de 30 millions \$ (159 millions \$ en 2020), dans deux à cinq ans, et la tranche restante de néant (10 millions \$ en 2020), par la suite.

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a convenu d'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 avoir lieu au premier trimestre de 2022, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a convenu d'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 avoir lieu au deuxième trimestre de 2022, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 24 %.

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a convenu d'acquérir un portefeuille de projets de développement d'énergie solaire aux États-Unis d'une puissance installée totale d'environ 473 MW, pour une contrepartie totale de 135 millions \$ (environ 35 millions \$ pour Énergie Brookfield). La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2022, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 83 % dans un portefeuille de production décentralisée d'une puissance de 437 MW, composé d'actifs en exploitation et en développement de grande qualité au Chili, pour une contrepartie totale de 31 millions \$ (environ 8 millions \$ pour Énergie Brookfield). La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2022, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

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 ciblent 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 rapidement 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 soutenus 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.

## 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, la filiale d'Énergie Brookfield, 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 était antérieur à l'acquisition en 2017, par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels, d'une participation initiale de 51 % dans TerraForm Power et portait 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 a accordé environ 231 millions \$ plus les intérêts courus à partir de mai 2016 à un taux annuel non composé de 9 % prévu par la loi applicable dans l'État de New York. Au cours de l'exercice, TerraForm Power a conclu une entente de règlement définitive avec les demandeurs. Le règlement versé par TerraForm Power était d'environ 50 millions \$ en deçà du montant prévu dans la

décision du tribunal et comprenait les intérêts courus. Une filiale détenue en partie par Énergie Brookfield détenant des actions de TerraForm Power était contractuellement en droit de se voir émettre des actions supplémentaires de TerraForm Power à titre d'indemnisation pour les frais liés au litige engagés. Les actions ont été émises au cours de l'exercice, ce qui a entraîné une dilution négligeable de la participation d'Énergie Brookfield dans TerraForm Power. Au cours de l'exercice, TerraForm Power a entrepris des actions en justice en vue de récupérer le montant du règlement ainsi que les coûts engagés pour sa défense dans le cadre du litige sous-jacent.

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 14, « 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, et à l'achèvement des travaux de construction et au rendement dans la mesure où elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III, Brookfield Infrastructure Fund IV et Brookfield Global Transition Fund. 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, et à l'achèvement des travaux de construction et au rendement.

Les lettres de crédit émises par Énergie Brookfield, avec des investisseurs institutionnels, et ses filiales se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Énergie Brookfield, avec des investisseurs institutionnels.....	<b>98 \$</b>	46 \$
Filiales d'Énergie Brookfield .....	<b>950</b>	670
	<b><u>1 048 \$</u></b>	<u>716 \$</u>

## 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, ainsi que de vente et d'achat d'actifs et de services. 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.

## 29. 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 mises à jour 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 net. 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 mise à jour.

#### *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 2021, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 27 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 288 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (212 millions \$ en 2020 et 108 millions \$ en 2019).

#### *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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 se sont chiffrés à néant (23 millions \$ en 2020 et 27 millions \$ en 2019) et 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 par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

#### *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 par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

#### **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 au sein d'Énergie Brookfield toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord. 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 des 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 8, « 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*

Au cours du premier trimestre de 2021, des modifications ont été apportées à deux conventions d'achat d'électricité à long terme visant la vente de l'énergie produite par des centrales hydroélectriques détenues par Great Lakes Power Limited (« GLPL ») et Fiducie Mississagi Power (« FMP »), et les conventions d'achat d'électricité conclues par Brookfield avec des tierces parties portant sur la vente de l'énergie produite par GLPL et FMP ont été réaffectées.

Par le passé, selon les conventions d'achat d'électricité, Brookfield devait acheter l'énergie produite par GLPL et FMP à un prix moyen de respectivement 100 \$ CA le MWh et 127 \$ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. La date d'échéance initiale des conventions de GLPL et FMP conclues avec Brookfield était fixée au 1<sup>er</sup> décembre 2029, mais 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. Aucune modification n'a été apportée aux modalités des conventions d'achat d'électricité conclues par Brookfield avec des tierces parties par suite de la réaffectation à GLPL et FMP.

La convention qui accorde à Énergie Brookfield l'option de prolonger l'engagement de Brookfield à offrir un prix fixe de 60 \$ CA le MWh à GLPL du 1<sup>er</sup> décembre 2029 jusqu'en 2044 n'a été ni modifiée ni résiliée.

#### *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 de l'année civile précédente, jusqu'à concurrence d'une hausse de 3 % dans une 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 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 S.E.C. 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 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 S.E.C. 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 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-après 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 %.

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 au Brookfield Global Transition Fund (les « entités liées au BGTF ») 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 au BGTF. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées au BGTF devraient être 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 d'investissement 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.

La convention d'octroi de ligne de crédit du commanditaire a été résiliée après l'acquisition de TerraForm Power par Énergie

Brookfield le 31 juillet 2020.

#### *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 des 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 et 2019, 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 a été résiliée au moment de la conclusion de l'acquisition de TerraForm Power par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

#### *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'autre part, à l'égard de l'inscription pour la revente d'une tranche ou de la totalité des 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 a été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

#### *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 visant 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 par action ordinaire de TERP de 0,93 \$ et un deuxième de 1,05 \$. En vertu de la nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra, les montants à distribuer 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 au pro rata et 85 % aux porteurs de parts de catégorie A jusqu'à ce qu'un montant supplémentaire ait été distribué à ces derniers au cours du 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 2021, 2020 et 2019.

La nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra a été modifiée au moment de l'acquisition de TERP par Énergie Brookfield le 30 juillet 2020 afin de supprimer les obligations de TerraForm Power, LLC à 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 2022, le taux d'intérêt applicable aux montants empruntés correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 1,8 %. Au 31 décembre 2021, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée consentie par Brookfield Asset Management. Brookfield Asset Management n'a fait aucun dépôt auprès d'Énergie Brookfield en décembre 2021 (325 millions \$ en 2020). 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 2021 a totalisé moins de 2 millions \$ (1 million \$ en 2020).

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

#### *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.

Au cours de l'exercice, Brookfield Renewable UK Hydro Limited, filiale d'Énergie Brookfield, a consenti un prêt à l'actionnaire de 135 millions \$ dans le cadre de la participation d'Énergie Brookfield dans une centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni. Le montant à recevoir de parties liées est comptabilisé dans les autres actifs à long terme aux états consolidés de la situation financière.

De temps à autre, Brookfield Reinsurance Partners L.P. (« Brookfield Reinsurance »), entreprise associée de Brookfield, peut, de concert avec ses entreprises associées, participer à des financements contractés d'Énergie Brookfield, y compris de concert avec d'autres participants du marché. Ces financements sont sans recours envers Énergie Brookfield et sont comptabilisés dans les emprunts sans recours aux états consolidés de la situation financière.

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

(EN MILLIONS)	<b>2021</b>	2020	2019
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	<b>103 \$</b>	286 \$	558 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	—	—	1
	<b>103 \$</b>	286 \$	559 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie.....	— \$	— \$	(22) \$
Services de commercialisation d'énergie et autres .....	<b>(8)</b>	(4)	(20)
Services d'assurance <sup>1</sup> .....	<b>(26)</b>	(24)	(23)
	<b>(34) \$</b>	(28) \$	(65) \$
<b>Charge d'intérêts</b>			
Emprunts.....	<b>(2) \$</b>	(2) \$	(7) \$
Désactualisation du solde des contrats.....	<b>(21)</b>	(13)	(8)
	<b>(23) \$</b>	(15) \$	(15) \$
<b>Coûts de service de gestion.....</b>	<b>(288) \$</b>	(235) \$	(135) \$

<sup>1)</sup> Avant novembre 2021, les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés aux assureurs externes par l'intermédiaire des filiales de Brookfield Asset Management. Les honoraires versés aux filiales de Brookfield Asset Management pour l'exercice 2021 étaient de néant (néant en 2020 et moins de 1 million \$ en 2019). À partir de novembre 2021, Brookfield, par l'intermédiaire d'une filiale réglementée, a commencé à fournir une couverture d'assurance à certaines entités en Amérique du Nord par l'entremise de polices d'assurances offertes par des assureurs commerciaux tiers. Les primes demandées découlant de ces couvertures sont égales ou inférieures aux prix du marché. Un montant de 1 million \$ a été comptabilisé dans les comptes consolidés de résultat en 2021 par rapport aux primes relatives à la couverture de 2021 à verser à Brookfield.

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	2021	2020
<b>Actifs courants</b>			
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield.....	57 \$	46 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield.....	21	36
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	14	20
		<u>35</u>	<u>56</u>
<b>Actifs non courants</b>			
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield.....	388	409
Montants à recevoir de parties liées			
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	142	6
		<u>142</u>	<u>6</u>
<b>Passifs courants</b>			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield.....	119	455
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	13	21
Distributions à verser 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.....	32	30
		<u>164</u>	<u>506</u>
<b>Passifs non courants</b>			
Emprunts sans recours			
	Brookfield Reinsurance et entreprises associées.....	51	—
	Brookfield.....	30	15
		<u>81</u>	<u>15</u>
Autres passifs non courants			
Montants à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, Brookfield Reinsurance et entreprises associées et autres .....	34	11
Passif sur contrat	Brookfield.....	635	602
		<u>669 \$</u>	<u>613 \$</u>

### 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.

## 30. 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)	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Créances clients et autres actifs courants.....	<b>(515) \$</b>	(2) \$	(66) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	<b>(282)</b>	(91)	17
Autres actifs et passifs .....	<b>81</b>	(62)	(4)
	<u><b>(716) \$</b></u>	<u>(155) \$</u>	<u>(53) \$</u>

### 31. 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 2021 :</b>							
Actifs courants .....	50 \$	419 \$	2 182 \$	1 155 \$	2 619 \$	(3 564) \$	2 861 \$
Actifs non courants .....	4 979	258	3	32 973	52 921	(38 128)	53 006
Passifs courants.....	46	7	28	7 720	2 943	(7 522)	3 222
Passifs non courants .....	—	—	2 149	—	26 500	—	28 649
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	—	—	—	—	12 303	—	12 303
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	—	—	—	2 894	—	—	2 894
Actions échangeables de BEPC .....	—	—	—	—	2 562	—	2 562
Actions privilégiées .....	—	613	—	—	—	—	613
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	592	—	—	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	881	—	—	891	—	(891)	881
<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	2 276	(6 135)	2 761
Passifs non courants.....	—	—	2 132	214	22 851	(3)	25 194
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 échangeables 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

<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 2021</b>							
<b>Produits .....</b>	— \$	— \$	— \$	— \$	<b>4 096 \$</b>	— \$	<b>4 096 \$</b>
<b>Résultat net.....</b>	<b>(136)</b>	—	—	<b>(1 185)</b>	<b>561</b>	<b>694</b>	<b>(66)</b>
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	3 810 \$	— \$	3 810 \$
Résultat net.....	(130)	—	(10)	(772)	1 173	(306)	(45)
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

<sup>1)</sup> Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

<sup>2)</sup> Comprendent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de soutien au crédit des filiales.

<sup>3)</sup> Comprendent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

Se reporter à la note 14, « Emprunts », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 15, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

### 32. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield a procédé au rachat toutes les parts de société en commandite privilégiées de série 5 en circulation en contrepartie de 73 millions \$ CA ou 25,25 \$ CA par part de société en commandite privilégiée.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un portefeuille d'actifs solaires d'envergure en développement en Allemagne d'une puissance de 1,7 GW, pour une contrepartie totale d'environ 65 millions € (76 millions \$), plus les ajustements du fonds de roulement. 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'acquisition d'une société d'envergure en développement détenant un portefeuille composé d'actifs solaires et d'accumulation d'énergie à grande échelle en développement aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, pour une contrepartie d'environ 650 millions \$ (montant net d'environ 160 millions \$ pour Énergie Brookfield) ainsi que du paiement conditionnel de primes de performance supplémentaires à l'atteinte de certains jalons. La participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des actions additionnelles de Polenergia. Cette souscription fera passer la participation totale dans Polenergia à 32 % (participation nette de 8 % pour Énergie Brookfield) et devrait se clôturer en mars 2022.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation initiale de 26 % dans un portefeuille d'actifs en exploitation et en développement en Espagne et au Mexique d'une puissance d'environ 700 MW. Des capitaux propres d'un total de 220 millions \$ (montant net de 55 millions \$ pour Énergie Brookfield) devraient être investis dans ce projet, ce qui pourrait potentiellement faire passer la participation financière à près de 60 %. La participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 % dans ce placement.

**Brookfield Renewable Partners L.P.**

[bep.brookfield.com](http://bep.brookfield.com)

**NYSE: BEP**

**TSX: BEP.UN**